

doi: 10.12029/gc20220502

付雷, 马鑫, 刁玉杰, 郑博文, 郑长远, 刘廷, 邵炜. 2022. 二氧化碳羽流地热系统的碳封存经济分析[J]. 中国地质, 49(5): 1374–1384.

Fu Lei, Ma Xin, Diao Yujie, Zheng Bowen, Zheng Changyuan, Liu Ting, Shao Wei. 2022. Economic analysis of carbon storage in CO<sub>2</sub> plume geothermal system[J]. Geology in China, 49(5): 1374–1384(in Chinese with English abstract).

## 二氧化碳羽流地热系统的碳封存经济分析

付雷<sup>1</sup>, 马鑫<sup>1</sup>, 刁玉杰<sup>1</sup>, 郑博文<sup>2</sup>, 郑长远<sup>3</sup>, 刘廷<sup>1</sup>, 邵炜<sup>1</sup>

(1. 中国地质调查局水文地质环境地质调查中心, 二氧化碳地质储存重点实验室, 河北保定 071051; 2. 中国科学院地质与地球物理研究所, 北京 100029; 3. 青海省水文地质工程地质环境地质调查院, 青海西宁 810008)

**摘要:**【研究目的】二氧化碳羽流地热系统(CPGS)在取热的同时可实现 CO<sub>2</sub>地质封存, 在碳达峰与碳中和背景下, CPGS碳封存的经济性是众多学者关注的要点。【研究方法】以松辽盆地泉头组为例, 采用数值模拟方法对比分析了注入压力、井间距与回注温度对热提取率的影响, 在供暖情景下, 计算了 CPGS 供暖效益与碳封存成本, 并与常规水热型地热系统供暖效益进行了对比。【研究结果】受携热介质转变与热突破影响, CPGS 开采井温度呈现“降低-稳定-降低”的趋势, 其中井间距对开采井温降影响显著, 井间距越小开采井温降越明显; 热提取率与回注压力呈现正相关性, 与回注温度呈现负相关性, 井间距对热提取率影响不显著; CPGS 与常规水热型地热系统相比, 采热量呈现“高-低-高”三个阶段, 其中回注压力越小、回注温度与储层温度越接近, 实现 CPGS 较水介质多采热能所需的时间越短。【结论】仅考虑 CO<sub>2</sub>价格与取热效益, 供暖收益抵消部分碳封存成本后, 井间距对 CO<sub>2</sub>封存单位成本影响最为显著, 井间距越小, CO<sub>2</sub>封存单位成本降低越迅速, 在注采井间距 300 m 条件下, 持续开采 30 a 后 CO<sub>2</sub>封存单位成本可降至 160 元/t。

**关键词:**二氧化碳羽流地热系统; 二氧化碳地质封存; 数值模拟; 地热地质调查工程; 松辽盆地

**创新点:**对比分析 CPGS 与常规水热型地热系统供暖效益; 揭示不同注采井间距、回注压力与回注温度条件对 CPGS 碳封存经济的影响。

中图分类号: P314; X701 文献标志码: A 文章编号: 1000-3657(2022)05-1374-11

## Economic analysis of carbon storage in CO<sub>2</sub> plume geothermal system

FU Lei<sup>1</sup>, MA Xin<sup>1</sup>, DIAO Yujie<sup>1</sup>, ZHENG Bowen<sup>2</sup>, ZHENG Changyuan<sup>3</sup>, LIU Ting<sup>1</sup>, SHAO Wei<sup>1</sup>

(1. Key laboratory of CO<sub>2</sub> Geological Storage (Center for Hydrogeology and Environmental Geology Survey, CGS), Baoding 071051, Hebei, China; 2. Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China; 3. Institute of the Hydrogeology and Engineering Geology of Qinghai, Xining 810008, Qinghai, China)

**Abstract:** This paper is the result of the geothermal geological survey engineering.

**[Objective]** The CO<sub>2</sub>-plume geothermal system (CPGS) can achieve geological CO<sub>2</sub> storage during heat extraction. Under the background of carbon peaking and carbon neutralization, the economics of CPGS carbon storage attracts much attention. **[Methods]**

收稿日期: 2021-08-19; 改回日期: 2022-03-14

基金项目: 国家自然科学基金(42141009)和中国地质调查局项目(DD20221818)联合资助。

作者简介: 付雷, 男, 1986年生, 高级工程师, 从事地热地质调查与评价; E-mail: fulai@mail.cgs.gov.cn。

通讯作者: 马鑫, 男, 1986年生, 硕士, 高级工程师, 主要从事水工环地质工作; E-mail: maxin@mail.cgs.gov.cn。

Taking the Quantou Formation in the Songliao Basin as example, the influence of injection pressure, well spacing and reinjection temperature on the heat extraction rate were analyzed by numerical simulation in this paper. In addition, the benefit of CPGS and the cost of carbon storage were calculated and compared with conventional hydrothermal geothermal systems. **[Results]** Results show that the temperature of mining wells in CPGS exhibits a trend of "decrease–stabilization–decrease" due to the transformation of heat–carrying medium and thermal breakthrough. Typically, the well spacing has a significant impact on the temperature drop of the mining well. Smaller the well spacing contributes to larger temperature drop of the mining well. The heat extraction rate has a positive correlation with the reinjection pressure and a negative correlation with the reinjection temperature. The influence of well spacing on the heat extraction rate is limited. Compared with the conventional hydrothermal geothermal system, CPGS has three stages of heat recovery, namely, high, low and high stages successively. A low reinjection pressure and a close reinjection temperature with the reservoir temperature helps to shorten the time required for the CPGS to recover a similar heat energy with the water medium. **[Conclusions]** Taking the price of CO<sub>2</sub> and the benefits of heat extraction into account only, the well spacing has a dominating impact on the unit cost of CO<sub>2</sub> storage after the heating revenue offsets part of the cost of carbon storage. Small well spacing contributes to quick decrease of the unit cost of CO<sub>2</sub> storage. The unit cost of CO<sub>2</sub> storage can be reduced to 160 yuan/ton after 30 years of continuous mining when the well spacing is 300 m.

**Key words:** CO<sub>2</sub>– plume geothermal system; geological CO<sub>2</sub> storage; numerical simulation; geothermal geological survey engineering; Songliao basin

**Highlights:** Comparative analysis of heating benefits of CPGS and conventional hydrothermal geothermal systems; Influence of well spacing, reinjection pressure and reinjection temperature on the economic benefit of the CPGS carbon sequestration.

**About the first author:** FU Lei, male, born in 1986, senior engineer, engaged in geothermal geology survey and evaluation; E-mail: fulei@mail.cgs.gov.cn.

**About the corresponding author:** MA Xin, male, born in 1986, master, senior engineer, engaged in hydrogeology, engineering and environmental geology; E-mail: maxin@mail.cgs.gov.cn.

**Fund support:** Supported by the Natural Science Foundation of China (No. 42141009) and the project of China Geological Survey (No. DD20221818).

## 1 引言

CO<sub>2</sub>等温室气体排放被认为是导致全球气候变暖的主要原因(Stocker et al., 2014), 中国政府高度重视、积极应对。碳捕集、利用与封存(CCUS)技术是中国工业、交通、建筑等行业达到最大减排后的最终兜底技术(张炜等, 2008; 张炜和吕鹏, 2013; 李琦和魏亚妮, 2013; 李琦等, 2019; 蔡博峰等, 2020; Vulin et al., 2020; 秦积舜等, 2020; 路萍等, 2021; Buah et al., 2021; 刁玉杰等, 2021; Ahmadi et al., 2021; Yuan et al., 2021)。但单纯 CO<sub>2</sub> 地质封存(GCS)成本高昂, 以美国、澳大利亚为首的发达国家甚至出台法案通过税收抵免来激励企业开展 CCUS 项目(Buah et al., 2021; 刁玉杰等, 2021)。

为抵消部分碳封存成本, 在能源生产与资源开发领域的 CO<sub>2</sub> 地质利用技术受到众多学者的重视(秦积舜等, 2020)。2011年, Randolph and Saar (2011)提出了 CO<sub>2</sub>羽流地热系统概念(CPGS), 其以

深部咸水层和废弃油气田为目标热储, 将 CO<sub>2</sub> 注入储层作为取热媒介, 被注入的超临界 CO<sub>2</sub> 在地层空隙中呈羽状扩散、渗透、运移, 同时被深部高温岩体加热, 携带高热能的 CO<sub>2</sub> 通过开采井被运输至地表用于供暖或发电, 冷却的 CO<sub>2</sub> 重新回注到地下。该过程可同时实现 CO<sub>2</sub> 地质储存与资源化利用。

国内外学者对 CPGS 开展了深入研究(Nagasree et al., 2014; Garapati et al., 2015; Sun et al., 2016; Cui et al., 2018; 乔宗良等, 2019; Tang et al., 2020; Qiao et al., 2020a,b; Fleming et al., 2020), 如: 封官宏、魏铭聪、崔国栋、李静岩等采用数值模拟方法定量评价了井间距、储层物性与流体渗流特征对热提取率的影响(封官宏等, 2013; 魏铭聪等, 2015; 崔国栋等, 2016; 李静岩等, 2019); 石岩采用室内试验与数值模拟方法, 揭示了水–岩–气相互作用对热储矿物组分的改变(石岩等, 2014); Adams et al. (2014)研究了热虹吸作用对 CPGS 的影响, 在开采井位置因 CO<sub>2</sub> 密度改变产生的热虹吸作用可减少或

消除泵送的需求; Benjamin et al. (2015, 2021) 比较了CPGS与常规水热型地热系统的发电产能, 结果表明CPGS发电产能可达常规水热型地热系统的2倍; Mrityunjay et al. (2020) 综述了CPGS的工作原理、压力管控方法与诸多优点, 并研究了CPGS的碳封存潜力。目前虽然在CPGS热能开采分析方面取得了诸多进展, 但关于CPGS碳封存经济分析的文章鲜见报道。

本文以松辽盆地泉头组为例, 采用数值模拟方法对比分析了注入压力、井间距与回注温度对热提取率的影响, 在供暖情景下, 计算了CPGS供暖效益与碳封存成本, 并与常规水热型地热系统供暖效益进行了对比。本文可为CPGS供暖工程设计提供指导, 同时也可为中国碳税价格制定提供借鉴。

## 2 模型建立

### 2.1 研究区地质条件

松辽盆地位于中国东北部, 面积约 $26.2 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。盆内油气资源丰富, 勘查程度详实。松辽盆地共划分为7个一级构造单元, 包括: 中央拗陷区、西南斜坡区、北部倾没区、东北隆起区、东南隆起区、西南隆起区和开鲁拗陷区。盆地基底为前古生界、古生界的变质岩、火成岩系, 盆内地层从侏罗系至第四系均有不同程度的发育, 中央拗陷区地层厚度最大, 发育最为齐全, 自下而上依次为侏罗系、白垩系、古近系、新近系和第四系, 其中白垩系最厚, 可达7000 m以上(康晓倩等, 2019; 白静等, 2020)。

松辽盆地是中国五大地热资源分布区之一, 平均地温梯度高达 $3.7^\circ\text{C}/\text{hm}$ (鲍新华等, 2017)。较低的气温与长时间的冰冻期, 致使当地地热供暖市场前景广阔。选取松辽盆地中央拗陷区白垩系的泉三、泉四段为目标热储进行研究, 热储层厚约100 m, 埋深2000 m, 温度高于 $100^\circ\text{C}$ , 压力约20 MPa。泉三、四段岩性以灰绿、灰白色粉细砂岩夹薄层泥岩为主, 上覆青山口组稳定泥岩盖层, 该地层特征为CPGS工程实施提供了良好的储盖组合条件。

### 2.2 模型建立

本研究基于TOUGH2/ECO2N模拟软件进行计算, 该软件能够精确刻画多相流和热量的运移过程, 适用于CPGS在内的非等温多相流的水-岩-气系统模拟。本研究模拟范围 $X: -1000 \sim 1000 \text{ m}$ ,  $Y: -$

$1000 \sim 1000 \text{ m}$ ,  $Z: -2100 \sim -2000 \text{ m}$ , 采用“1注2采”的布井方式, 注入井位于模型中央位置, 开采井沿 $X$ 轴方向对称分布于两侧。模型初始温度为 $100^\circ\text{C}$ , 初始压力为20 MPa, 不考虑周边热传导对模型的影响, 顶底面与四周边界均设为隔水隔热边界。剖分网格在注采井周边加密(图1), 模拟30 a时间。参照研究区地质条件, 储层物性参数详见表1。

### 2.3 模拟方案设计

在储层初始条件不变情况下, 本研究分析了人工可控的井间距、注入压力与回注温度对热提取率的影响。考虑 $\text{CO}_2$ 注入后流体黏滞系数对取热介质循环流量的影响, 本次模拟全部采用恒压注采模式。开采井井底压力恒定设为18 MPa, 生产指数为 $1 \times 10^{-12} \text{ m}^3$ ; 初始地层气体饱和度为0, 回注气体饱和度为0.9, 回注盐度为0。采取单因素变量, 笔者设计了3组正交模拟方案(设计值见表2)。

## 3 井间距、注入压力与回注温度对热提取率的影响

### 3.1 井间距对热提取率的影响

本研究模型中, 载热流体在储层中是 $\text{CO}_2$ 与水的两相驱替过程。注入井与开采井井间距分别设置为300 m、500 m与700 m, 持续开采30 a, 结果如

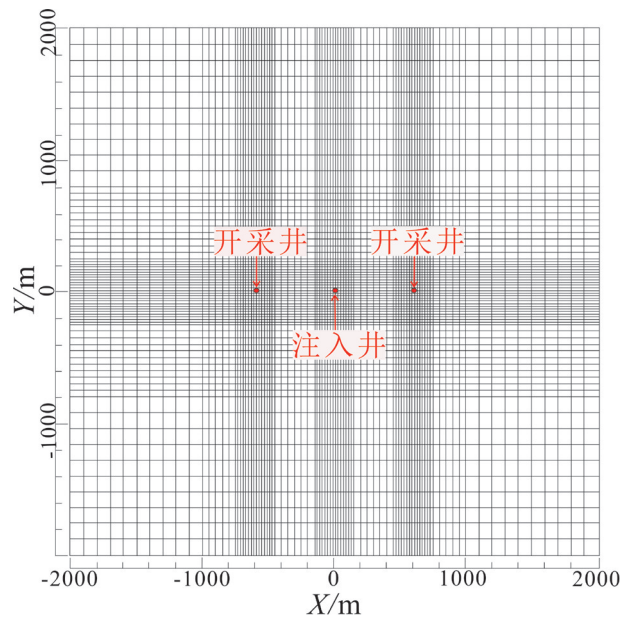


图1 模型示意图

Fig.1 Schematic diagram of the model



表1 模拟储层水文地质参数(据封官宏等,2013)

**Table 1 Hydrogeological properties of the reservoir in simulation (after Feng Guan hong et al., 2013)**

地层主要参数	参数取值	模型设置	参数取值
孔隙度	0.121	1. 相对渗透率模型	
渗透率/m <sup>2</sup>	8.72×10 <sup>-14</sup>	1.1 液相 (Van Genuchten)	
孔隙压缩系数/Pa <sup>-1</sup>	4.5×10 <sup>-10</sup>	$k_{r,l} = \sqrt{S^*} \{1 - (1 - [S^*]^{1/m})^2\}$	$S^* = (S_l - S_{lr}) / (1 - S_{lr})$
岩石密度/(kg·m <sup>-3</sup> )	2600	$S_{lr}$ : 残余水饱和度	$S_{lr} = 0.3$
岩石热传导系数/(W(m·°C) <sup>-1</sup> )	2.51	$m$ : 指数	$m = 0.457$
岩石比热/(J(kg·°C) <sup>-1</sup> )	1000	1.2 气相 (Corey):	
温度/°C	100	$k_{r,g} = (1 - \hat{S})^2 (1 - \hat{S}^2)$	$\hat{S} = (S_l - S_{lg}) / (S_l - S_{lr} - S_{lg})$
压力/kPa	2×10 <sup>4</sup>	$S_{lg}$ : 残余水饱和度	$S_{lg} = 0.05$
盐度/%	0.001	2. 毛细压力模型 (Van Genuchten)	
		$P_{cap} = -P_0 ([S^*]^{1/m} - 1)^{1-m}$	$S^* = (S_l - S_{lr}) / (1 - S_{lr})$
		$S_{lr}$ : 残余水饱和度	$S_{lr} = 0.00$
		$m$ : 指数	$m = 0.457$
		$P_0$ : 毛细进入压力	$P_0 = 19.61 \text{ kPa}$

表2 不同模拟方案设计

Table 2 Different scenarios design for simulation

方案名称	井间距/m	回注压力/MPa	回注温度/°C
井间距改变	300、23、40	500、23、40(基准)	700、23、40
回注压力改变	500、22、40	500、23、40(基准)	500、24、40
回注温度改变	500、23、20	500、23、40(基准)	500、23、60

图2所示。图中可见,在CPGS热能开采期间,井间距对开采井温降影响较大,注采井间距为300 m条件下持续开采6.5 a后开始出现明显温降;注采井间距500 m条件下持续开采18 a后出现缓慢温降;而注采井间距为700 m条件下在采热期间并未出现显著温降。在开采井温降差别明显条件下,井间距对热提取率与总产出热能影响却并不显著,这是因为二氧化碳低黏滞系数导致小井间距循环流量增加,在恒压注采条件下流体总携带热能相差不大。魏铭聪等(2015)采用类似方法研究了注采井间距对CPGS热提取率的影响,结果显示:不同井间距CPGS热提取率随时间变化具有相近的变化趋势,且热提取率峰值近乎相同。该结论与本次研究结果一致,从而验证了本模拟结果的可靠性。

### 3.2 注入压力对热提取率的影响

回注压力分别设置为22 MPa、23 MPa与24 MPa,模拟运行30 a,结果如图3所示。由图可见,回注压力对热提取率、总开采热能与开采井温降均影响明显。各回注压力条件下,运行1 a后开采井温度均开始下降,运行5 a后温降至98.5°C并保持相对

稳定,该现象产生的主要原因为该过程中CO<sub>2</sub>驱替液态水,生产井的载热流体CO<sub>2</sub>增加,在其运移至地表过程中,因压力降低引发体积膨胀吸热,从而引起开采井温度降低;与回注压力相对应,22 MPa、23 MPa与24 MPa回注压力条件下,分别于20 a、17 a、14 a开采井再次出现温降,此次温降产生原因为热突破,温降速度与回注压力正相关,开采30 a后24 MPa回注压力条件下开采井温降最大,为10.6°C。与之相对应,热提取率、总开采热能与回注压力也呈现正相关性。

### 3.3 回注温度对热提取率的影响

基础地质条件不变情况下,回注温度分别设定为20°C、40°C、60°C,模拟运行30 a,结果如图4所示。图中可见,不同回注温度对开采井温降影响不明显,受携热介质转变与热突破影响,温降均呈现“降低-稳定-降低”的趋势,仅在持续开采18 a后,回注60°C条件温降稍小于回注20°C与40°C条件,持续开采30 a回注20°C与40°C条件温降近似,为8.2°C。不同回注温度对热提取率与总开采热能影响较大,回注温度越低,热提取率与总开采热能越大。

## 4 CPGS与常规水热型地热系统供暖效益对比

### 4.1 井间距对CPGS较水热多采热能影响

较常规水热取暖效益是CPGS实施前需重点关注的问题。在基础地质条件不变且回注温压相同

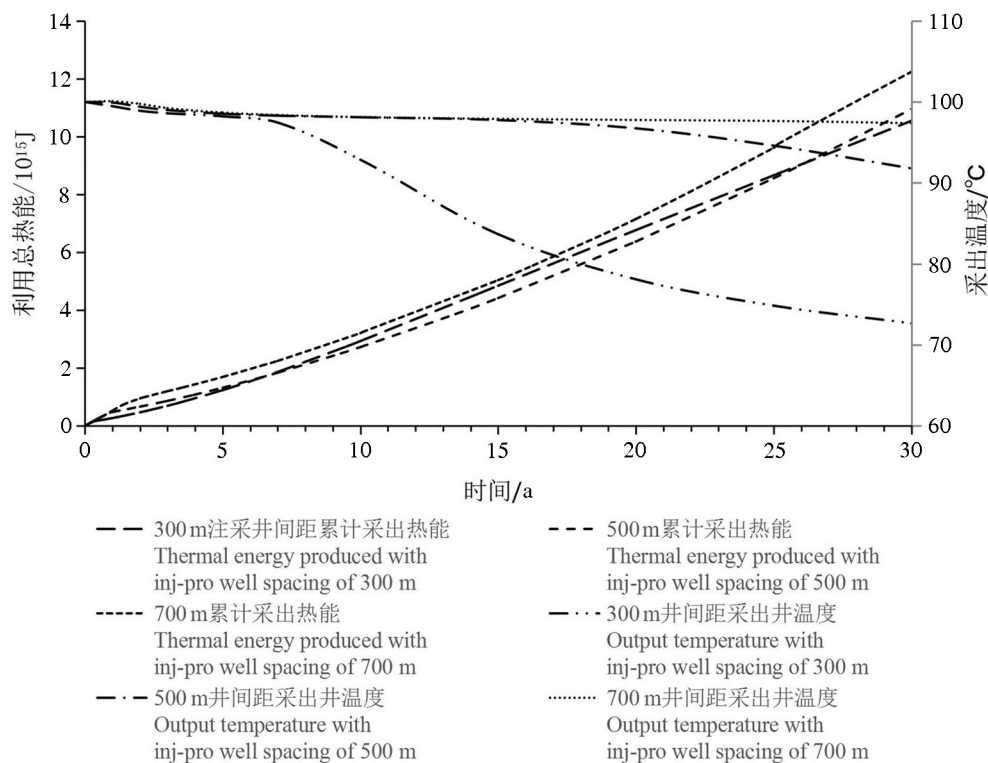


图2 不同井间距开采井温降与总开采热能对比图

Fig.2 Comparison diagram of mining well temperature and total mining heat energy in different well spacing

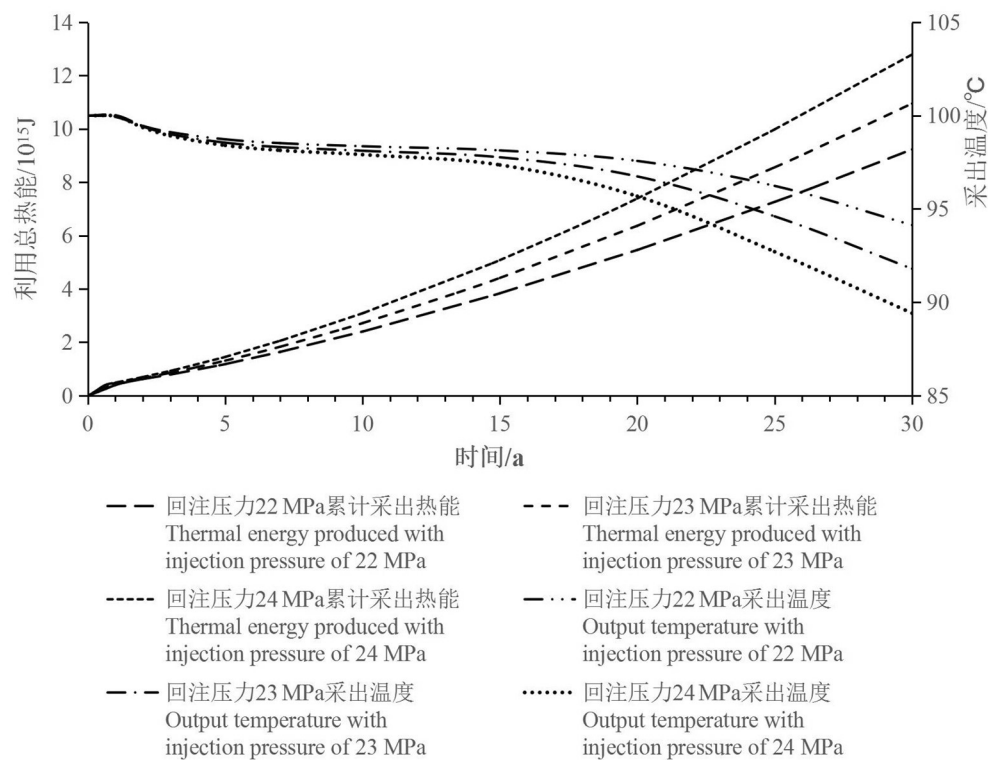


图3 不同回注压力条件下开采井温降与总开采热能对比图

Fig.3 Comparison diagram of mining well temperature and total mining heat energy in different re-injection pressure

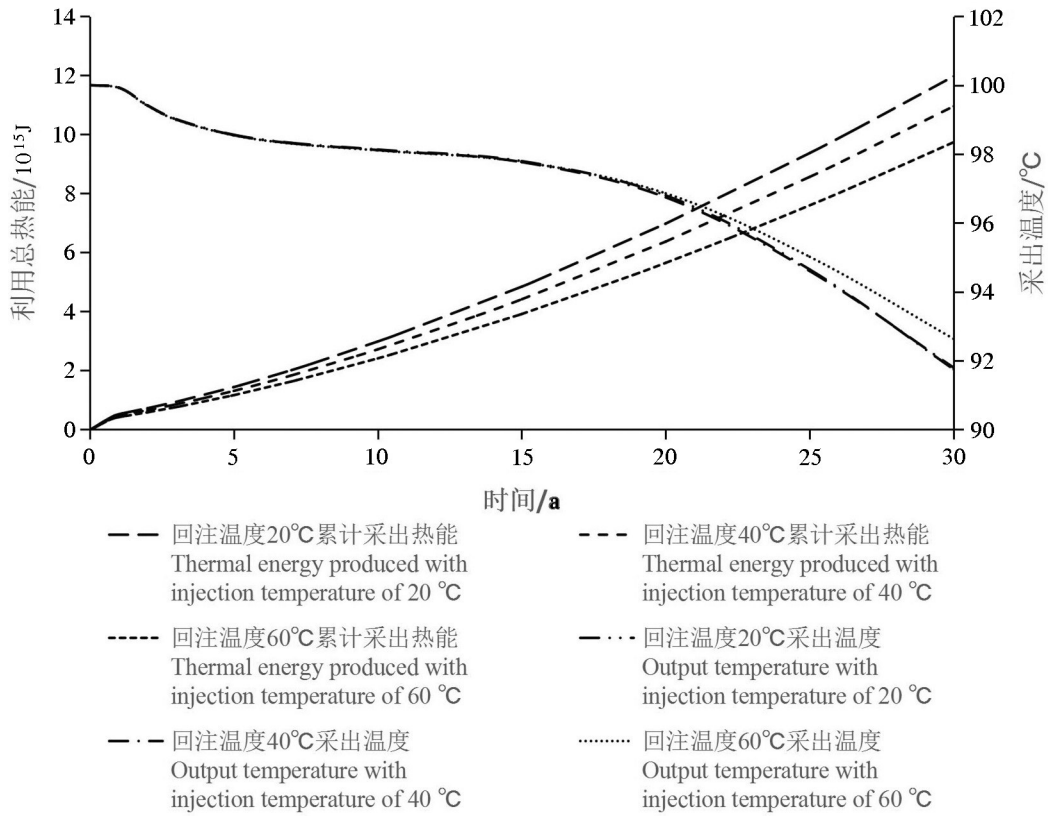


图4 不同回注温度条件下开采井温降与总开采热能对比图

Fig.4 Comparison diagram of mining well temperature and total mining heat energy in different re-injection temperature

条件下,模拟计算回注CO<sub>2</sub>介质较水介质多采出的热能,不同井间距计算结果如图5所示。图中以CPGS较水热多采热能为0为分界,可将取热过程分为三个阶段,第一阶段为CPGS较水热多采热能阶段,该阶段持续时间较短,现象产生的主要原因为同体积超临界CO<sub>2</sub>替换同体积咸水等温回注,回注的

CO<sub>2</sub>热焓较咸水低所导致;第二阶段为CPGS较水热少采热能阶段,该过程为超临界CO<sub>2</sub>驱替咸水实现CO<sub>2</sub>地质封存,采热量降低主要为超临界CO<sub>2</sub>携热量较咸水低所导致;第三阶段为CPGS较水热多采热能阶段,主要原因为超临界CO<sub>2</sub>黏滞系数低,循环流量增加导致的。

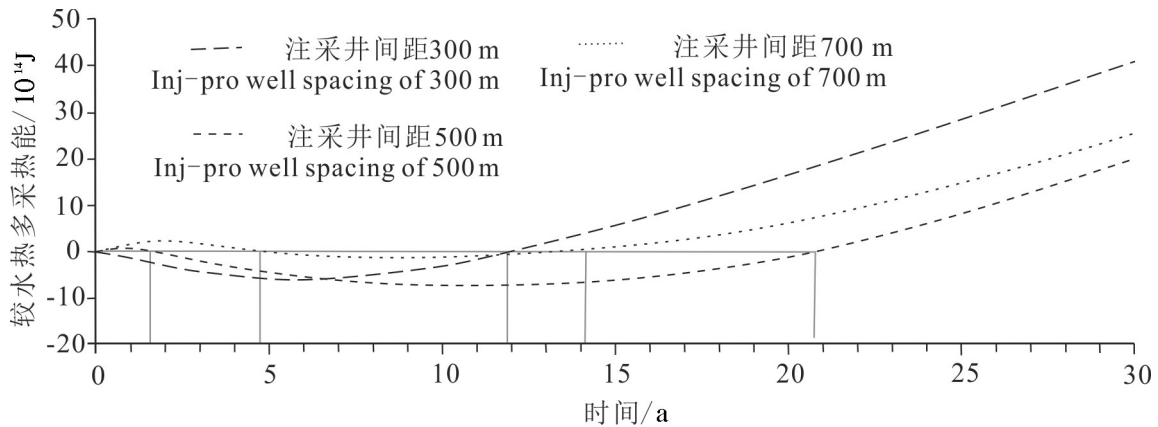


图5 不同井间距条件下CPGS较水热多采热能对比图

Fig.5 Comparison diagram of CPGS and water medium heat collection in different well spacing

井间距对CPGS较水热多采热能影响显著。图5可见,在回注温压条件相同情况下,注采井间距为300 m时CPGS持续开采11.95 a后开采热能赶超水热取暖所开采热能,要实现CPGS较水热多采热能,对应井间距500 m与700 m所需的持续开采时间分别为20.9 a与14.0 a。其中井间距越大,CPGS较水热多采热能随时间变化越趋于平缓,推测为超临界CO<sub>2</sub>驱替咸水致使封存CO<sub>2</sub>容量变大所引起。

#### 4.2 注入压力对CPGS较水热多采热能影响

模拟计算不同回注压力条件下回注CO<sub>2</sub>介质较水介质多采出的热能,计算结果如图6所示。图中可见,随回注压力增加,实现CPGS较水热多采热能所需的时间更长,模拟实验条件下对应回注压力22 MPa、23 MPa、24 MPa所需的时间分别为18.1 a、20.7 a、21.2 a;同时随回注压力增加,CPGS较水热多采热能随时间变化越剧烈,后期CPGS取热效率增加也更

显著,在井间距相同情况下表明CO<sub>2</sub>循环速率越大。

#### 4.3 回注温度对CPGS较水热多采热能影响

模拟计算不同回注温度条件下回注CO<sub>2</sub>介质较水介质多采出的热能,计算结果如图7所示。图中可见,回注温度60℃条件下实现CPGS较水热多采热能所需的时间约为14.1 a,回注温度40℃与20℃条件下所需的时间分别约为20.9 a与21.1 a,由此可见回注温度与储层温度越接近,实现CPGS较水热多采热能所需的时间越短,且随回注温度与储层温差的减小,实现CPGS较水热多采热能所需的时间呈指数缩减。模拟后期CPGS较水热多采热能增速相近,表明该阶段回注温度对热提取率影响极小。

### 5 CGPS碳封存经济分析

#### 5.1 井间距对CPGS碳封存经济影响

碳封存的经济性是大规模开展CCUS,进而实现

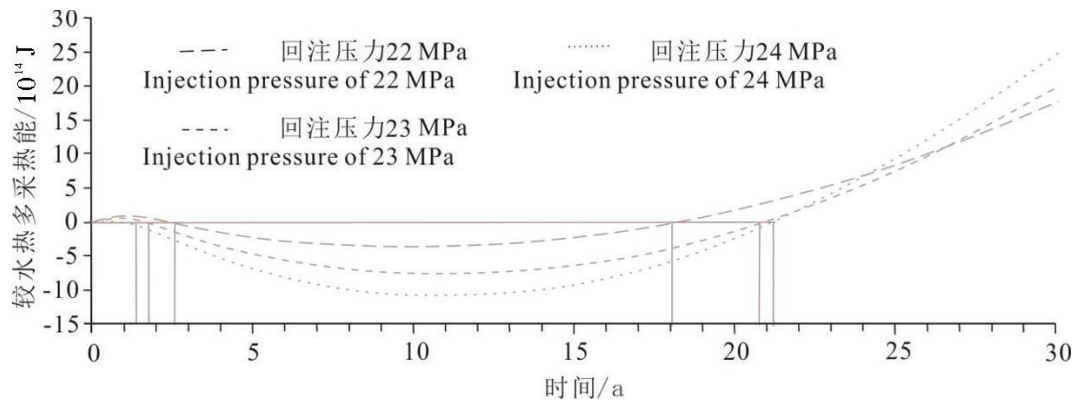


图6 不同回注压力条件下CPGS较水热多采热能对比图

Fig.6 Comparison diagram of CPGS and water medium heat collection in different re-injection pressure

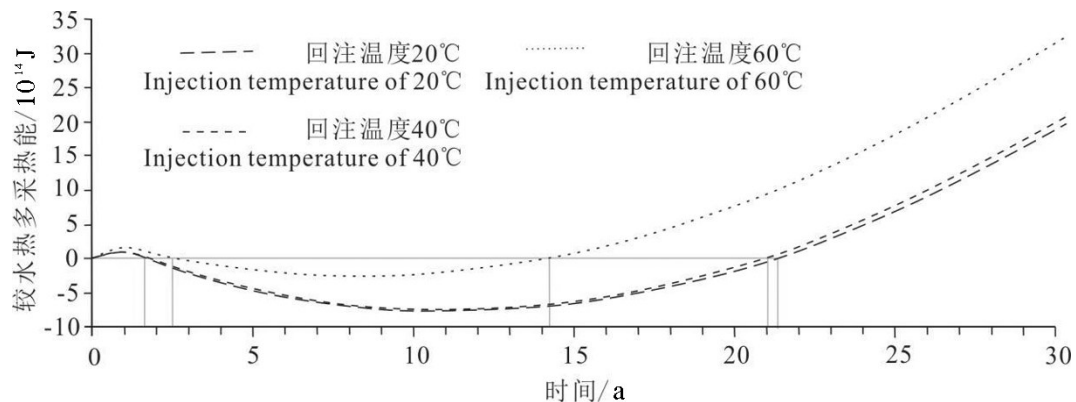


图7 不同回注温度条件下CPGS较水热多采热能对比图

Fig.7 Comparison diagram of CPGS and water medium heat collection in different re-injection temperature



碳中和目标的关键。决定CPGS碳封存经济性的要素包括CO<sub>2</sub>价格、热效益、热提取率、回注压力、循环流量与回注温度等。在取热供暖情景下,笔者仅考虑CO<sub>2</sub>价格与取热效益对CPGS碳封存经济性进行分析。参照东北非居民住宅供暖价格为32元/m<sup>2</sup>,以供暖耗热量50W/m<sup>2</sup>进行计算,供暖周期为11月1日至翌年3月31日,折合单位面积供暖需消耗热量6.52×10<sup>8</sup>J。参照市价,设定CO<sub>2</sub>成本为300元/t。

模拟计算不同井间距条件下,供暖收益抵消部分碳封存成本后,CO<sub>2</sub>封存单位成本随时间的变化曲

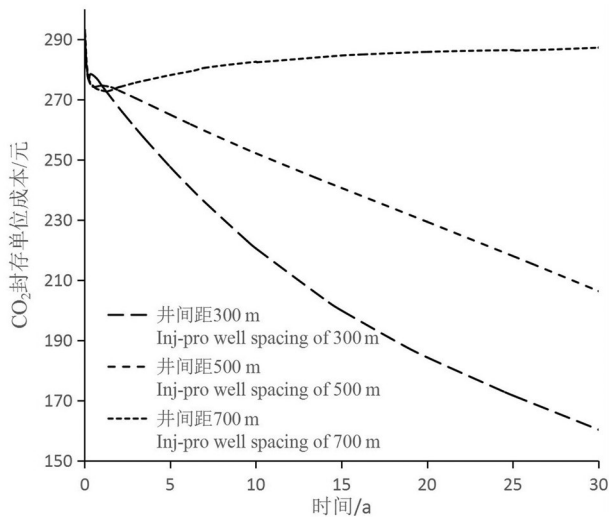


图8 不同井间距条件下CO<sub>2</sub>封存单位成本随时间变化曲线  
Fig.8 CO<sub>2</sub> storage unit cost versus time curve in different well spacing

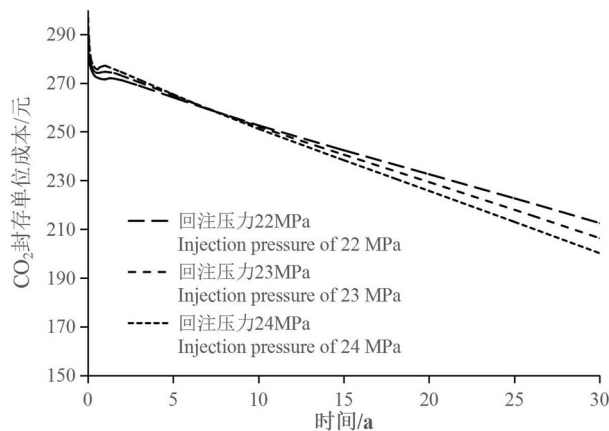


图9 不同回注压力条件下CO<sub>2</sub>封存单位成本随时间变化曲线  
Fig.9 CO<sub>2</sub> storage unit cost versus time curve in different re-injection pressure

线,结果如图8所示。图中可见,井间距对CO<sub>2</sub>封存单位成本影响极大,在回注温压相同条件下,井间距越小,CO<sub>2</sub>封存单位成本降低越迅速,在注采井间距300 m条件下,持续开采30 a后CO<sub>2</sub>封存单位成本可降至160元/t。在注采井间距700 m条件下,CO<sub>2</sub>封存单位成本短暂降低后又回升至287元/t,并保持稳定。现象产生的主要原因为CO<sub>2</sub>封存量巨大,供暖收益抵消的碳封存成本较低所导致的。

### 5.2 回注压力对CPGS碳封存经济影响

模拟计算不同回注压力条件下,供暖收益抵消部分碳封存成本后,CO<sub>2</sub>封存单位成本随时间的变化曲线,结果如图9所示。图中可见,回注压力越大,CO<sub>2</sub>封存单位成本随时间降低越迅速,但不同回注压力条件下变化并不显著。受封存CO<sub>2</sub>量的影响,在CPGS工程开始实施阶段,高回注压力较低回注压力条件CO<sub>2</sub>单位封存成本高;随开采时间持续,低回注压力条件CO<sub>2</sub>单位封存成本逐渐赶超高回注压力条件CO<sub>2</sub>单位封存成本。持续开采30 a,回注压力22 MPa、23 MPa、24 MPa条件对应CO<sub>2</sub>封存单位成本分别可降至212.5元/t、206.3元/t、200.1元/t。

### 5.3 回注温度对CPGS碳封存经济影响

模拟计算不同回注温度条件下,供暖收益抵消部分碳封存成本后,CO<sub>2</sub>封存单位成本随时间的变化曲线,结果如图10所示。图中可见,回注温度越低,

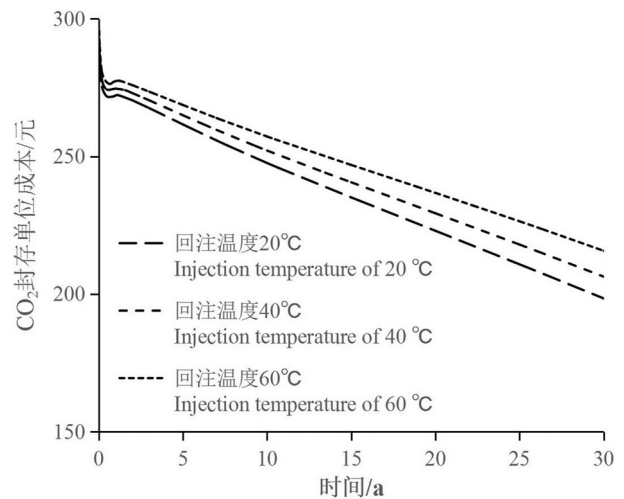


图10 不同回注温度条件下CO<sub>2</sub>封存单位成本随时间变化曲线  
Fig.10 CO<sub>2</sub> storage unit cost versus time curve in different re-injection temperature



CO<sub>2</sub>封存单位成本随时间降低越迅速,但不同回注温度条件下变化不显著。持续开采30 a,回注温度20℃、40℃、60℃条件下,对应CO<sub>2</sub>封存单位成本分别可降至198.4元/t、206.3元/t、215.7元/t。

## 6 结 论

(1)受携热介质转变与热突破影响,二氧化碳羽流地热系统(CPGS)开采井温度均呈现“降低-稳定-降低”的趋势,其中井间距对开采井温降影响最为显著,井间距越小开采井温降越明显。

(2)二氧化碳羽流地热系统(CPGS)中,热提取率与回注压力呈现正相关性,与回注温度呈现负相关性,井间距对热提取率影响并不显著,这是因为CO<sub>2</sub>低黏滞系数导致小井间距循环流量增加,在恒压注采条件下流体总携带热能相差不大。

(3)二氧化碳羽流地热系统(CPGS)与常规水热型地热系统相比,采热量呈现3个阶段,第一阶段为CPGS较水热多采热能阶段,该阶段持续时间较短,现象产生的主要原因为同体积超临界CO<sub>2</sub>替换同体积咸水等温回注,回注的CO<sub>2</sub>热焓较咸水低所导致;第二阶段为CPGS较水热少采热能阶段,该过程中超临界CO<sub>2</sub>驱替咸水实现CO<sub>2</sub>地质封存,采热量降低主要为超临界CO<sub>2</sub>携热量较咸水低所导致;第三阶段为CPGS较水热多采热能阶段,主要原因为超临界CO<sub>2</sub>黏滞系数低,循环流量增加导致的。

(4)模拟了不同井间距、回注压力与回注温度条件下,二氧化碳羽流地热系统(CPGS)较水热多采热能的影响,其中井间距越大,CPGS较水热多采热能随时间变化越趋于平缓;回注压力越大,实现CPGS较水热多采热能所需的时间越长,CPGS较水热多采热能随时间变化越剧烈;回注温度与储层温度越接近,实现CPGS较水热多采热能所需的时间越短。

(5)在取热供暖情景下,仅考虑CO<sub>2</sub>价格与取热效益,供暖收益抵消部分碳封存成本后,计算不同井间距、回注压力与回注温度条件下CPGS碳封存单位成本,其中井间距对CO<sub>2</sub>封存单位成本影响极大,井间距越小,CO<sub>2</sub>封存单位成本降低越迅速,在注采井间距300 m条件下,持续开采30 a后CO<sub>2</sub>封存单位成本可降至160元/t;CO<sub>2</sub>封存单位成本与回注压力呈正相关性,与回注温度呈负相关性,但变

化均不显著。

## References

- Adams B M, Kuehn T H, Bielicki J M, Randolph J B, Saar M O. 2014. On the importance of the thermosiphon effect in CPG (CO<sub>2</sub> plume geothermal) power systems[J]. *Energy*, 69: 409–418.
- Ahmadi P, Chapo Y A, Burgass R. 2021. Thermophysical properties of typical CCUS fluids: Experimental and modeling investigation of density[J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 66(1): 116–129.
- Bai Jing, Xu Xingyou, Chen Shan, Liu Weibin, Liu Chang, Zhang Changsheng. 2020. Sedimentary characteristics and paleo-environment restoration of the first member of Qingshankou Formation in Qian'an area, Changling sag, Songliao Basin: A case study of Jiyouyou 1 Well[J]. *Geology in China*, 47(1): 220–235(in Chinese with English abstract).
- Bao Xinhua, Zhang Yu, Li Ye, Wu Yongdong, Ma Dan, Zhou Guanghui. 2017. Evaluation of development selection for enhanced geothermal system in Songliao basin[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 47(2): 564–572(in Chinese with English abstract).
- Benjamin M Adams, Daniel Vogler, Thomas H Kuehn, Jeffrey M Bielicki, Nagasree Garapati, Martin O Saar. 2021. Heat depletion in sedimentary basins and its effect on the design and electric power output of CO<sub>2</sub> plume geothermal (CPG) systems[J]. *Renewable Energy*, 172: 1393–1403.
- Benjamin M Adams, Thomas H Kuehn, Jeffrey M Bielicki, Jimmy B Randolph, Martin O Saar. 2015. A comparison of electric power output of CO<sub>2</sub> plume geothermal (CPG) and brine geothermal systems for varying reservoir conditions[J]. *Applied Energy*, 140: 365–377.
- Buah E, Linnanen L, Wu H. 2021. Augmenting the communication and engagement toolkit for CO<sub>2</sub> capture and storage projects[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 107(6): 103269.
- Cai Bofeng, Li Qi, Lin Qianguo, Ma Jinfeng. 2020. China CO<sub>2</sub> capture, utilization and storage (CCUS) report (2019)[R]. Chinese Academy of Environmental Planning(in Chinese).
- Cui G, Ren S, Rui Z, Justin E, Zhang L, Wang H, Yan J. 2018. The influence of complicated fluid-rock interactions on the geothermal exploitation in the CO<sub>2</sub> plume geothermal system[J]. *Applied Energy*, 227: 49–63.
- Cui G, Ren Z, Zhang L, Zhuang Y, Wang Y, Gong Z, Su S. 2016. Effects of rock-fluid interaction and water back flow on heat mining efficiency of geothermal development via carbon dioxide injection[J]. *Journal of Chemical Engineering of Chinese Universities*, 30(5): 1043–1052(in Chinese with English abstract).
- Diao Yujie, Yang Yang, Li Xufeng, Hu Lisha, Zheng Changyuan, Ma Xin. 2021. Management on developing deep underground space for

- CO<sub>2</sub> geological storage[J]. Proceedings of the CSEE, 41(4): 1267–1274(in Chinese with English abstract).
- Feng Guanhong, Li Jiaqi, Xu Tianfu, Shi Yan. 2013. Effects of property of reservoir on heat extraction in CO<sub>2</sub> plume geothermal system[J]. Renewable Energy Resources, 31(7): 85–92(in Chinese with English abstract).
- Fleming M R, Adams B M, Kuehn T H, Bielicki J M, Saar M O. 2020. Increased power generation due to exothermic water exsolution in CO<sub>2</sub> plume geothermal (CPG) power plants[J]. Geothermics, 88: 101865.
- Garapati N, Randolph J B, Saar M O. 2015. Brine displacement by CO<sub>2</sub>, energy extraction rates, and lifespan of a CO<sub>2</sub>-limited CO<sub>2</sub>-Plume Geothermal (CPG) system with a horizontal production well[J]. Geothermics, 55(5): 182–194.
- Garapati N, Randolph J B, Valencia J L, Saar M O. 2014. CO<sub>2</sub>-plume geothermal (CPG) heat extraction in multi-layered geologic reservoirs[J]. Energy Procedia, 63:7631–7643.
- Kang Xiaoqian, Feng Xuan, Hou Hesheng, Sun Chengcheng, Liu Qian, Yu Hailong. 2019. Carboniferous– Permian stratigraphic thickness in northern Songliao Basin: Evidence from deep reflection seismic data[J]. Geology in China, 46(5): 1116–1125(in Chinese with English abstract).
- Li Jingyan, Liu Zhongliang, Zhou Yu, Li Yanxia. 2019. Study of thermal– hydrologic– mechanical numerical simulation model on CO<sub>2</sub> plume geothermal system[J]. CIESC Journal, 70(1): 72–82(in Chinese with English abstract).
- Li Qi, Cai Bofeng, Chen Fan, Liu Guizhen, Liu Lancui. 2019. Review of environmental risk assessment methods for carbon dioxide geological storage[J]. Environmental Engineering, 37(2): 16–24(in Chinese with English abstract).
- Li Qi, Wei Yani. 2013. Progress in combination of CO<sub>2</sub> geological storage and deep saline water recovery[J]. Science & Technology Review, 31(27): 65–70(in Chinese with English abstract).
- Lu Ping, Bai Yong, Liu Weigang, Chen Xi, Zheng Huaan, Liu Jie, Chen Yongzhen, Gao Jianping. 2021. Optimization of favorable areas for carbon dioxide geological storage in Majiagou Formation in Ordos Basin[J]. Geological Review, 67(3): 816–827(in Chinese with English abstract).
- Mrityunjay Singh, Sri Kalyan Tangirala, Abhijit Chaudhuri. 2020. Potential of CO<sub>2</sub> based geothermal energy extraction from hot sedimentary and dry rock reservoirs, and enabling carbon geo-sequestration[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo– Energy and Geo–Resources, 6: 1–32.
- Qiao Z, Cao Y, Yin Y, Zhao L, Si F. 2020a. Solvation structure of supercritical CO<sub>2</sub> and brine mixture for CO<sub>2</sub> plume geothermal applications: A molecular dynamics study[J]. The Journal of Supercritical Fluids, 159: 104783.
- Qiao Zongliang, Cao Yue, Li Peiyu, Wang Xingchao, Carlos E. Romero, Lehua Pan. 2020b. Thermoeconomic analysis of a CO<sub>2</sub> plume geothermal and supercritical CO<sub>2</sub> Brayton combined cycle using solar energy as auxiliary heat source[J]. Journal of Cleaner Production, 256: 120374.
- Qiao Z, Tang Y, Wang X, Pan C, Si F, Zhao L. 2019. Numerical simulation and predictive model of mining characteristics of CO<sub>2</sub> plume geothermal system[J]. Journal of Southeast University (Natural Science Edition), 49(4): 764–772(in Chinese with English abstract).
- Qin Jishun, Li Yongliang, Wu Debin, Weng Hui, Wang Gaofeng. 2020. CCUS global progress and China's policy suggestions[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 27(1): 20– 28(in Chinese with English abstract).
- Randolph J B, Saar M O. 2011. Combining geothermal energy capture with geologic carbon dioxide sequestration[J]. Geophysical Research Letters, 38(10): L10401.
- Shi Yan, Feng Bo, Xu Tianfu, Wang Fugang, Feng Guanhong, Tian Hailong, Lei Hongwu. 2014. Water–Rock–Gas interaction of CO<sub>2</sub>-plume geothermal system in Quantou Formation of Songliao basin[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 44(6): 1980–1987(in Chinese with English abstract).
- Stocker T, Plattner G K, Dahe Q. 2014. IPCC climate change 2013: The physical science basis–findings and lessons learned[C]// EGU General Assembly Conference. EGU General Assembly Conference Abstracts, 2–21.
- Sun Y Z, Xie L Z, He B, Gao C, Wang J. 2016. Effects of effective stress and temperature on permeability of sandstone from CO<sub>2</sub>-plume geothermal reservoir[J]. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 8: 819–827.
- Tang Y, Qiao Z, Cao Y, Si F, Rubio– Maya C. 2020. Numerical analysis of separation performance of an axial– flow cyclone for supercritical CO<sub>2</sub>- water separation in CO<sub>2</sub> plume geothermal systems[J]. Separation and Purification Technology, 248: 116999.
- Vulin D, Muhasilovi L, Arnaut M. 2020. Possibilities for CCUS in medium temperature geothermal reservoir [J]. Energy, 200: 117549.
- Wei Mingcong, Yang Bing, Xu Tianfu, Shi Yan, Feng Guanhong, Feng Bo. 2015. Effect of well spacing and reservoir permeability on heat extraction in CO<sub>2</sub> plume geothermal system: A case study of Songliao basin[J]. Geologic Science and Technology Information, 34(2): 194–199(in Chinese with English abstract).
- Yuan Xu, Lei Zhu, Daejun Chang, Michael Tsimplis, Chris Greig, Steven Wright. 2021. International chains of CO<sub>2</sub> capture, utilization and storage (CCUS) in a carbon– neutral world[J]. Resources Conservation and Recycling, 167: 105433.
- Zhang Wei, Li Yilian, Zheng Yan, Jiang Ling, Qiu Gengbiao. 2008. CO<sub>2</sub> storage capacity estimation in geological sequestration: Issusand research progress[J]. Advances in Earth Science, 23(10): 1061–1069(in Chinese with English abstract).
- Zhang Wei, Lü Peng. 2013. Density– driven convection in carbon dioxide geological storage: A review[J]. Hydrogeology &

Engineering Geology, 40(2): 101–107(in Chinese with English abstract).

### 附中文参考文献

- 白静, 徐兴友, 陈珊, 刘卫彬, 刘畅, 张昌盛. 2020. 松辽盆地长岭凹陷乾安地区青山口组一段沉积相特征与古环境恢复——以吉页油1井为例[J]. 中国地质, 47(1): 220–235.
- 鲍新华, 张宇, 李野, 吴永东, 马丹, 周广慧. 2017. 松辽盆地增强型地热系统开发选区评价[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 42(2): 564–572.
- 蔡博峰, 李琦, 林千果, 马劲风. 2020. 中国二氧化碳捕集、利用与封存(CCUS)报告(2019)[R]. 生态环境部环境规划院, 1–4.
- 崔国栋, 任韶然, 张亮, 庄园, 王延永, 官智武, 苏帅杰. 2016. 二氧化碳羽流地热系统中地层水回流和岩石-流体作用对采热能力的影响[J]. 高校化学工程学报, 30(5): 1043–1052.
- 刁玉杰, 杨扬, 李旭峰, 胡丽莎, 郑长远, 马鑫. 2021. CO<sub>2</sub>地质封存深部地下空间利用管理法规探讨[J]. 中国电机工程学报, 41(4): 1267–1274.
- 封官宏, 李佳琦, 许天福, 石岩. 2013. 二氧化碳羽流地热系统中储层物性参数对热提取率的影响[J]. 可再生能源, 31(7): 85–92.
- 康晓倩, 冯暄, 侯贺晟, 孙成城, 刘乾, 俞海龙. 2019. 松辽盆地北部石炭—二叠纪地层厚度:来自深反射地震的证据[J]. 中国地质, 46(5): 1116–1125.
- 李静岩, 刘中良, 周宇, 李艳霞. 2019. CO<sub>2</sub>羽流地热系统热开采过程热流固耦合模型及数值模拟研究[J]. 化工学报, 70(1): 72–82.
- 李琦, 蔡博峰, 陈帆, 刘桂臻, 刘兰翠. 2019. 二氧化碳地质封存的环境风险评价方法研究综述[J]. 环境工程, 37(2): 16–24.
- 李琦, 魏亚妮. 2013. 二氧化碳地质封存联合深部咸水开采技术发展[J]. 科技导报, 31(27): 65–70.
- 路萍, 白勇, 刘伟刚, 陈曦, 郑化安, 刘杰, 陈永振, 高建平. 2021. 鄂尔多斯盆地马家沟组二氧化碳地质封存有利区优选[J]. 地质论评, 67(3): 816–827.
- 乔宗良, 汤有飞, 王兴超, 潘春健, 司凤琪, 赵伶玲. 2019. CO<sub>2</sub>羽流地热系统开采特性数值模拟及预测模型[J]. 东南大学学报:自然科学版, 49(4): 764–772.
- 秦积舜, 李永亮, 吴德斌, 翁慧, 王高峰. 2020. CCUS全球进展与中国对策建议[J]. 油气地质与采收率, 27(1): 20–28.
- 石岩, 冯波, 许天福, 王福刚, 封官宏, 田海龙, 雷宏武. 2014. 二氧化碳羽流地热系统水岩气相互作用:以松辽盆地泉头组为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 44(6): 1980–1987.
- 魏铭聪, 杨冰, 许天福, 石岩, 封官宏, 冯波. 2015. 二氧化碳羽流地热系统中井间距和储层渗透率对热提取率的影响:以松辽盆地为例[J]. 地质科技情报, 34(2): 194–199.
- 张伟, 李义连, 郑艳, 姜玲, 邱耿彪. 2008. 二氧化碳地质封存中的储存容量评估:问题和研究进展[J]. 地球科学进展, 23(10): 1061–1069.
- 张伟, 吕鹏. 2013. 二氧化碳地质封存中“对流混合”过程的研究进展[J]. 水文地质工程地质, 40(2): 101–107.