

# CO<sub>2</sub> 注入温度对 CO<sub>2</sub> 增强地热系统热提取率的影响

## ——基于鄂尔多斯 CCS 工程

王福刚, 那金, 耿新新

吉林大学地下水资源与环境教育部重点实验室, 长春 130021

**摘要** 以鄂尔多斯 CO<sub>2</sub> 地质储存工程区马家沟组地层为人工地热储层, 用 TOUGH2 软件建立以 CO<sub>2</sub> 为传热载体的 CO<sub>2</sub>-EGS 模拟模型, 设计并模拟了 5 种不同的 CO<sub>2</sub> 注入温度 (18~42℃) 条件下 CO<sub>2</sub>-EGS 系统运行特征, 分析了 CO<sub>2</sub> 注入温度对热提取率和系统可持续性的影响。结果表明, 5 种方案的热量提取率在 CO<sub>2</sub>-水驱替阶段变化区间为 6.37~7.9MW, 在液相流消失阶段变化区间为 6.64~8.68MW。整个 CO<sub>2</sub>-EGS 系统运行期的平均地层热提取率为 6.56~8.47MW, 系统可持续时间 10.58~11.49a, 系统运行期温度下降速率为 1.89~1.74℃/a。CO<sub>2</sub> 的注入温度对深层地热能系统热量提取率影响显著, 对系统的可持续性影响较小。为了获得最大的经济效益, 应在 CO<sub>2</sub>-EGS 运行允许范围内减小 CO<sub>2</sub> 的注入温度。研究成果可以为 CO<sub>2</sub> 地质储存与资源化利用提供参考。

**关键词** 增强地热系统; 热量提取率; 注入 CO<sub>2</sub> 温度

**中图分类号** P64

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2013.08.003

## The Impacts of Different CO<sub>2</sub> Injection Temperatures on Heat Extraction Rate in CO<sub>2</sub> Enhanced Geothermal System: Based on the CCS Demonstration Project in Erdos

WANG Fugang, NA Jin, GENG Xinxin

Key Lab of Groundwater Resources and Environment of Ministry of Education, Jilin University, Changchun, 130021, China

**Abstract** Majiagou geologic formation in Erdos Carbon Capture and Storage (CCS) demonstration project is chosen as artificial geothermal reservoir, the simulation software of TOUGH2 is used to create numerical models of Enhanced Geothermal System (EGS) in which CO<sub>2</sub> is heat transfer carrier. In order to analyze the impact of CO<sub>2</sub> injection temperatures on heat extraction rate and the sustainability of CO<sub>2</sub>-EGS, five cases with different CO<sub>2</sub> injection temperatures ranged from 18℃ to 42℃ are designed. Simulation results show that the range of the average heat extraction rate for those five cases is 6.56~8.47MW in the entire period of CO<sub>2</sub>-EGS operation. The heat extraction rates vary over time and the rate is 6.37~7.9MW in the stage of CO<sub>2</sub> and water displacement and the rate is 6.64~8.68MW after aqueous phase disappear, respectively. In whole process of CO<sub>2</sub>-EGS, the temperature of production fluid decreases with a rate of 1.89~1.74℃/a and the system sustainable time is 10.58~11.49a. Injection temperature of CO<sub>2</sub> significantly impacts the heat extraction rate of EGS; however has a little impact on the sustainability of CO<sub>2</sub>-EGS. Reducing CO<sub>2</sub> injection temperature in the range permitted by the CO<sub>2</sub>-EGS operation is a good choice for CO<sub>2</sub>-EGS. Those results could provide the reference for the geological storage and resource utilization of CO<sub>2</sub>.

**Keywords** EGS; heat extraction rate; CO<sub>2</sub> injection temperature

### 0 引言

近 10 多年来, 气候变化问题已被列为全球首要的环境

问题, 并且日益成为国际社会关注的热门话题。以 CO<sub>2</sub> 为载热流体的增强地热能系统 (Enhanced Geothermal System,

收稿日期: 2012-09-18; 修回日期: 2013-01-07

基金项目: 教育部博士点基金项目 (20110061110057); 吉林大学地下水资源与环境教育部重点实验室开放基金项目 (450060445335)

作者简介: 王福刚, 副教授, 研究方向为地下水科学与工程, 电子信箱: wangfugang@jlu.edu.cn

EGS)使 CO<sub>2</sub> 地质储存化的同时实现了资源化利用,是目前研究的一个热点。国外学者虽然在以 CO<sub>2</sub> 为载热流体的 EGS 理论和试验方面开展了一些研究<sup>[1-9]</sup>,但研究多集中于比较 CO<sub>2</sub> 和水作为载热流体的差异性和各自优越性,在系统热提取率影响因素研究方面的工作较少,无法为中国 CO<sub>2</sub>-EGS 的开展提供理论基础和技术支持。

鉴于此,本文基于我国第一个 CO<sub>2</sub> 地质储存(CCS)工程,即鄂尔多斯注入 CO<sub>2</sub> 量为 10 万 t/a 的 CCS 工程,以其中的目标储层之一——马家沟组地层为人工地热储层,基于该地层实际测量所得的地层物性特征数据,通过数值模拟技术,研究 CO<sub>2</sub>-EGS 系统运行期间水-气-热量耦合运移过程,分析该过程中热提取率的变化特征,重点评价 CO<sub>2</sub> 的注入温度因素对热提取率的影响和对增强地热系统可持续性的影响。

### 1 研究区热储层的地质条件

为了减少 CO<sub>2</sub> 排放,中国已经在鄂尔多斯盆地东部伊金霍洛旗地区建成了中国第一个 10 万 t/a 的 CCS 示范工程。鄂尔多斯盆地东部地层走向近于南北,为一向西倾斜的单斜构造。CCS 工程区位于伊金霍洛旗地区乌兰木伦镇陈家村境内,工程区储层倾角介于 0°~3° 区间,地层产状近似水平。

奥陶系马家沟组在鄂尔多斯盆地广泛分布,在 CCS 工程区,其主要岩性为发育极少量裂隙的泥质白云岩、白云质灰岩和细晶白云岩<sup>[7]</sup>,厚度一般为 500~1000m,产状近似水平。地质资料表明,CCS 示范区地温梯度大约为 3.52°C/100m,埋深为 3400m 处的马家沟组垂向荷载为 90.1MPa 左右,孔压为 34MPa 左右,岩层温度为 120°C 左右。马家沟组上部盖层为本溪组低渗透性铝土岩和泥岩,能够有效防止 CO<sub>2</sub>-EGS 系统运行期间 CO<sub>2</sub> 的外泄(图 1)。马家沟组岩层孔隙度、渗透率较低,分别为 0.5% 和 3.7×10<sup>-8</sup>μm<sup>2</sup><sup>[8]</sup>,为了满足 CO<sub>2</sub>-EGS 的工程要求,需要进行“储层改造”,即通过储层岩层压裂来提高储层的渗透率和孔隙度。压裂后的人工裂隙带是载热流体的主要流动通道。本文把“储层改造”后的马家沟组地层作为人工地热目标储层。

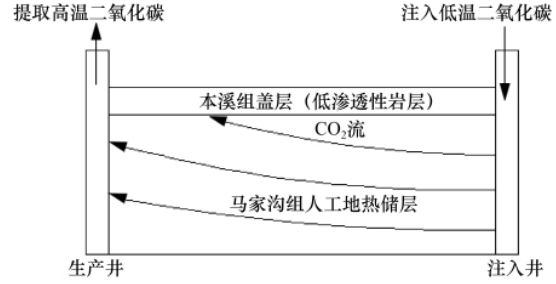


图 1 CO<sub>2</sub>-EGS 示意图

Fig. 1 Sketch of enhanced geothermal system using CO<sub>2</sub> as a heat carrier

## 2 模型建立及模拟方案设计

### 2.1 模型建立

美国、日本等已有的深部地热开发系统布井方式一般采用 3 口井模式,即沿热储构造长轴方向布置注入井,在注入井的两侧各钻 1 口生产井,以此保证充分地获取热量<sup>[9]</sup>。本文根据研究区地层特征,参考国外深部地热开发系统的工程实例,采用 3 口井模式,建立二维地质概念模型,模拟深部地热系统运行中的热量运移过程(图 2)。模拟的人工地热储层的宽度为 700m,长度为 2 个生产井间的距离。由于 3 口井模式的对称性,仅选取地热储层的 1/4 区域进行研究。结合 CCS 示范工程区的地质资料,设定人工地热储层的相关参数(见表 1)。参

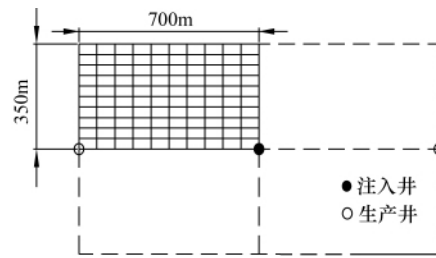


图 2 布井方式示意图

Fig. 2 Sketch of well distribution

表 1 人工地热储层参数

Table 1 Basic parameters of artificial geothermal reservoir

储层厚度 /m	储层孔压 /MPa	裂隙体积分数 /%	裂隙孔隙度 /%	岩石比热 /(J·kg <sup>-1</sup> ·°C <sup>-1</sup> )	储层温度 /°C	裂隙间距 /m	裂隙渗透率 /10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	岩石密度 /(kg·m <sup>-3</sup> )	岩石导热系数 /(W·m <sup>-1</sup> ·°C <sup>-1</sup> )
100	34	2	50	1000	120	50	85.0	2650	2.1

考国外深部地热系统的研究成果,人工地热储层的裂隙被概化为 3 轴正交裂隙系统,相邻裂隙间距设定为 50m。由于盖层和储层的热交换对二维状态下 CO<sub>2</sub>-EGS 热量提取率影响较小<sup>[10]</sup>,模拟中暂不考虑盖层和储层的物质交换和能量交换,即模型为封闭系统。

根据上述地质概念模型,建立该过程的数学模型,所采用的偏微分方程为

$$\frac{\partial M_{\kappa}}{\partial t} = -\nabla F_{\kappa} + q_{\kappa} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (\varphi (S_l \rho_l X_{wl} + S_g \rho_g X_{wg})) = & \\ -\nabla (X_{wl} \rho_l (-k \frac{k_{rl}}{\mu_l} (\nabla P_l - \rho_l g))) + & \\ X_{wg} \rho_g (-k \frac{k_{rg}}{\mu_g} (\nabla P_g - \rho_g g)) & \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\varphi(S_1\rho_l X_d+S_g\rho_g X_{cg}))= \\ -\nabla(X_d\rho_l(-k\frac{k_{rl}}{\mu_l}(\nabla P_l-\rho_l g))+ \\ X_{cg}\rho_g(-k\frac{k_{rg}}{\mu_g}(\nabla P_g-\rho_g g)))+(q_d+q_{cg}) \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\varphi(S_1\rho_l U_l+S_g\rho_g U_g)+(1-\varphi)\rho_s U_s)= \\ -\nabla(h_l\rho_l(-k\frac{k_{rl}}{\mu_l}(\nabla P_l-\rho_l g))+ \\ h_g\rho_g(-k\frac{k_{rg}}{\mu_g}(\nabla P_g-\rho_g g)))-\lambda\nabla T \end{aligned} \quad (4)$$

其中,气相和液相统一的偏微分方程为式(1);咸水迁移的偏微分方程为式(2);超临界CO<sub>2</sub>迁移的偏微分方程为式(3)。式(4)为热传导偏微分方程。偏微分方程中所涉及的相关字符和角标的含义详见表2。

表2 数学模型中所涉及符号的意义

Table 2 Meaning for the symbols used in the mathematical model

符号	意义	单位	符号	意义	单位
<i>M</i>	物质总量	kg/m <sup>3</sup>	<i>k</i>	渗透率	md
<i>F</i>	流量	kg·s <sup>-1</sup>	<i>k<sub>r</sub></i>	相对渗透率	
<i>P</i>	压力	MPa	<i>g'</i>	重力加速度	m/s <sup>2</sup>
<i>l</i>	液相		<i>g</i>	气相	
<i>q</i>	源/汇	kg/(m <sup>3</sup> ·s)	<i>w</i>	水	
<i>S</i>	饱和度		<i>c</i>	CO <sub>2</sub>	
<i>X</i>	质量分数		<i>κ</i>	组分符号	κ=w,c
<i>T</i>	温度	℃	<i>t</i>	时间	s
<i>ρ</i>	密度	kg/m <sup>3</sup>	<i>λ</i>	热传导系数	W/(m·℃ <sup>-1</sup> )
<i>φ</i>	孔隙度		<i>U</i>	内能	J/kg
<i>h</i>	比焓	J/kg			

本次所建立数值模型的定解条件如下。

初始条件:

$$\begin{cases} S_1(x,y,t)|_{t=0}=1, S_g(x,y,t)|_{t=0}=0 \\ P(x,y,t)|_{t=0}=340 \\ T(x,y,t)|_{t=0}=120 \end{cases} \quad (5)$$

边界条件:

$$\begin{cases} S_1(x,y,t)|_{x=0,y=0}=0, S_g(x,y,t)|_{x=0,y=0}=1 \\ S_1(x,y,t)|_{x=600,y=0}=1, S_g(x,y,t)|_{x=600,y=0}=0 \\ P(x,y,t)|_{x=0,y=0}=P_{in}, T(x,y,t)|_{x=0,y=0}=T_{in} \\ P(x,y,t)|_{x=600,y=0}=P_{pro} \end{cases} \quad (6)$$

其中,*P<sub>in</sub>*是注入井井底压力,*T<sub>in</sub>*是注入CO<sub>2</sub>温度,*P<sub>pro</sub>*是生产井井底压力。

附加条件:

$$S_1(x,y)+S_g(x,y)=1 \quad (7)$$

本次数学模型所采用的求解方法为全隐式积分有限差

分法。空间剖分所选用的网格类型为矩形格点网络(见图2)。每个网格的长度为70m,宽度为35m,研究区共被剖分为100个网格。本次数值模拟研究中时间离散方法为自动调整时间步长,所采用的初始时间步长为1s,最大时间步长为12h。

以CO<sub>2</sub>为载热流体的深部地热能开发是温度场、渗流场、应力场多场耦合的复杂过程和系统,模拟系统热运移过程采用的软件为美国劳伦斯-伯克利实验室开发的TOUGH2(Transport of Unsaturated Groundwater and Heat)。TOUGH2可以模拟一维、二维和三维孔隙或裂隙介质中的多相、多组分、非等温的流体及热量运移,在地热工程、核废料处置、饱和/非饱和带水文、环境评价和修复,及CO<sub>2</sub>地质储存等方面均具有成功的应用范例。目前TOUGH2已被超过30个国家的300多个研究机构使用<sup>[11]</sup>。

## 2.2 模拟方案设计

影响地热系统热提取率的因素很多,其中关键的3方面因素包括:载热流体CO<sub>2</sub>的注入温度、注入井和生产井的压力设定、注入井和生产井间距离。本文只对CO<sub>2</sub>注入温度因素进行系统研究。

参考国外CO<sub>2</sub>-EGS的研究成果并结合工程区地层实际特征,本次研究设计了CO<sub>2</sub>注入温度分别为18,24,30,36,42℃共5种方案,研究CO<sub>2</sub>注入温度对系统热量提取率和系统可持续性的影响。

为了防止注入CO<sub>2</sub>对人工地热储层的压裂破坏,参考Keith Evans的研究成果,各个方案的注入井井底压力不能超过49.555 MPa(垂向荷载的0.55倍)<sup>[12]</sup>。设定注入井和生产井间距离为700m。系统运行期间,注入井以高于储层11MPa的压力将不同温度的CO<sub>2</sub>注入地热储层裂隙,同时保证生产井井底压比初始储层孔压小2MPa,注入井和生产井间压力差保持为13MPa。

## 3 CO<sub>2</sub>注入温度对系统热提取率的影响

### 3.1 热提取率计算公式

注入到深部地热系统的低温CO<sub>2</sub>改变了人工地热储层的初始渗流场和温度场。CO<sub>2</sub>从注入井到生产井的运移过程中,载热流体被加热后温度升高,储层因发生热损耗而温度降低。最后载热流体从生产井流出,完成对地热储层热量的提取。地热系统热量提取率根据公式*G=F<sub>o</sub>h<sub>o</sub>-F<sub>i</sub>h<sub>i</sub>*进行计算,其中*F<sub>o</sub>*为生产井流体的流量,*h<sub>o</sub>*为生产井流体的焓,*F<sub>i</sub>*为注入井流体的流量,*h<sub>i</sub>*为注入CO<sub>2</sub>的焓<sup>[10]</sup>。

### 3.2 相态变化

深部地热系统运行期间,生产井中流体相态变化为:液相(滞留水)→气、液两相(CO<sub>2</sub>和水)→气相(CO<sub>2</sub>和水蒸气)→气相(干燥CO<sub>2</sub>)(图3)。深部地热系统运行的开始阶段,是注入的CO<sub>2</sub>对人工地热储层的滞留水进行驱替的过程,流入生产井中流体为单相水,随着CO<sub>2</sub>的注入,单相水的流量逐渐增加。由图3可见,不同的方案,相态随时间变化几乎完全

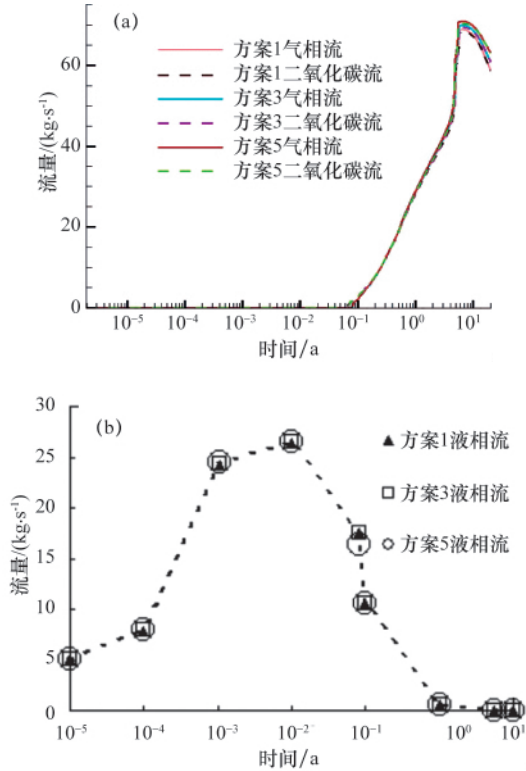


图3 方案1、3、5生产流体不同相态动态图  
Fig. 3 Liquid phase changing with time for case 1, case 3 and case 5

一致。方案1、方案3和方案5的气相CO<sub>2</sub>分别于系统运行27.57、27.53和27.39d后到达生产井,此时生产流体变为水-CO<sub>2</sub>混合两相流。随后单相水的流量持续降低,生产流体中气相流体(由气相CO<sub>2</sub>和少量水蒸气构成)比例逐渐增加。系统运行5.624、5.556和5.499a后,上述3种方案生产流体的相态只有气相,此时气相流体中CO<sub>2</sub>占绝对优势,水蒸气的质量分数仅为1.22%左右。气相流体水蒸气的质量分数随时间增长而变小,3种方案生产流体的水蒸气分别经过13.938、13.914和13.898a消失,只剩下干燥的CO<sub>2</sub>。

### 3.3 不同阶段热提取率

由图4和图5所示,CCS工程区的马家沟组CO<sub>2</sub>-EGS系统热量提取率随时间的变化可以分为气液两相共存和液相流消失两个阶段。在CO<sub>2</sub>对储层滞留水驱替阶段,随着CO<sub>2</sub>在生产井流体中质量分数增加,载热流体流动性增强,生产流体流量增加,CO<sub>2</sub>-EGS系统热量提取率随时间呈明显上升趋势,在CO<sub>2</sub>驱替水结束后,热量提取率达到峰值(图4)。方案1~5在此阶段的热量提取效率变化区间为6.37~7.9MW,达到的峰值区间为11.2~14.09MW(表3)。

在生产井流体液相流消失阶段,随着低温CO<sub>2</sub>不断从热储层中提取热能,储层的热损耗不断增加,岩体温度不断下降,岩体和CO<sub>2</sub>间的传热作用不断减弱。液相流消失后,生产井的产出流体由水蒸气和超临界CO<sub>2</sub>气体两者组成。由于流动性相对较差的水蒸气在生产流体中所占比例持续下降,在

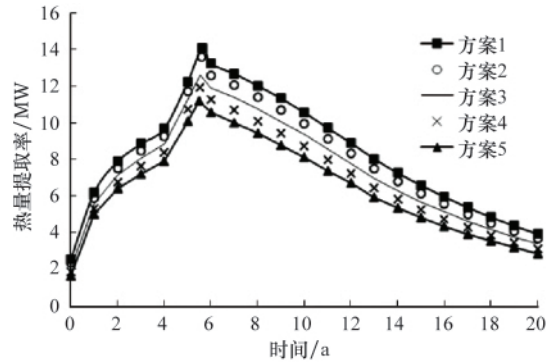


图4 不同CO<sub>2</sub>注入温度方案热提取率变化  
Fig. 4 Heat extraction rates for different CO<sub>2</sub> injection temperatures

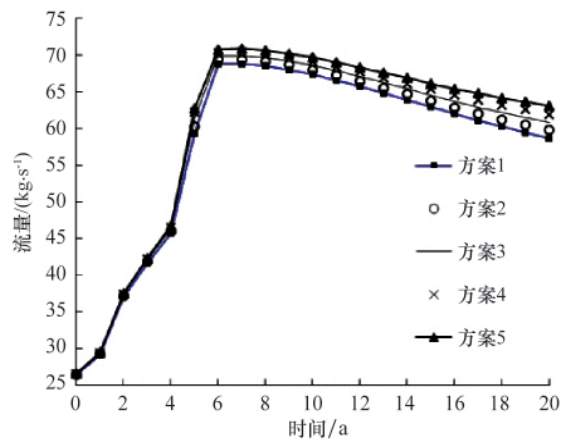


图5 不同CO<sub>2</sub>注入温度方案生产井流量变化  
Fig. 5 Flow quantity change of the production well with different CO<sub>2</sub> injection temperatures

表3 不同温度对生产井热量提取率影响  
Table 3 Impact of different temperatures on the heat extraction rate of production wells

方案名称	方案1	方案2	方案3	方案4	方案5
注入温度/°C	18	24	30	36	42
驱替时间/a	5.624	5.588	5.556	5.525	5.499
G 峰值/MW	14.09	13.59	12.60	11.96	11.20
双相流阶段					
$\bar{G}$ /MW	7.90	7.52	7.16	6.77	6.37
液相流消失阶段					
$\bar{G}$ /MW	8.68	8.19	7.66	7.15	6.64
运行期 $\bar{G}$ /MW	8.47	8.01	7.52	7.04	6.56
运行期间 $\bar{G}$ 相对于方案3变化/%	12.61	6.45	0	-6.32	-12.73

液相流消失后的较短时间内,生产井流体流量会有少量增加。但由于储层的热损耗减弱了CO<sub>2</sub>的流动性,生产流体的流量在短暂增加后,呈较大幅度下降(图5)。在热损耗及生产



井流体流量减少的双重作用下,热量提取率在液相流消失阶段呈明显下降趋势(图4)。方案1~5于此阶段的热量提取率为6.64~8.68MW(表3)。

对比这2个阶段热量提取率的平均变化区间可见,由于CO<sub>2</sub>的流动性高于水,在相同的压力梯度下可以更高的热提取速率从储层提取热能,这与前期分别用水和CO<sub>2</sub>作循环液的热提取对比研究的结果是一致的。

### 3.4 不同注入温度对CO<sub>2</sub>-EGS系统的影响分析

随着方案1~5注入CO<sub>2</sub>温度的增加,系统的CO<sub>2</sub>-水驱替过程加快,生产流体相态由液相(滞留水)到气相(干燥CO<sub>2</sub>)的时间缩短。这是由于在压力为30~50MPa和温度为18~42℃的范围内,温度越高CO<sub>2</sub>的流动性越强,注入温度的提高加强了载热流体CO<sub>2</sub>在储层中的流动性。

由图4、表3可见,CO<sub>2</sub>注入温度改变后,方案1~5的热量提取率随时间的变化趋势一致,但热量提取率大小发生了较为明显的变化。由表3所示,方案1~5运行期的平均热量提取率为6.56~8.47MW,系统在双相流阶段和液相流消失阶段的热量提取率都是随着注入CO<sub>2</sub>温度的增加而降低。这是因为注入温度的增加会降低载热流体和人工地热储层的温差,削弱两者之间的热传递作用,导致系统热量提取率降低。虽然增加CO<sub>2</sub>的注入温度会增强储层中CO<sub>2</sub>的流动性,增加生产流体的流量(图5),有利于热量提取率的提高,然而温度提高对CO<sub>2</sub>流动性的增加作用有限。在影响热量提取率方面,注入CO<sub>2</sub>温度增加所引发的热储层与传热载体之间的热传递作用下降所引发的负效应,高于生产流体流动性引发的热提取正效应,深部地热系统总体表现为热量提取率随注入CO<sub>2</sub>温度的增加而减少。

由表3可见,方案1~5的液相流消失阶段,热量提取率均高于相应方案CO<sub>2</sub>-水驱替(气液共存)阶段热量提取率,两个阶段的热量提取率差为0.27~0.78MW。CO<sub>2</sub>注入温度的降低会显著增加系统于液相流消失阶段的热量提取率,进而增大两个阶段的热量提取率差。

方案1和方案2的注入CO<sub>2</sub>温度为方案3的60%和80%,二者运行期间平均热量提取率比方案3高12.61%和6.45%。方案4和方案5的注入CO<sub>2</sub>温度为方案3的120%和140%,二者运行期间平均热量提取率比方案3低6.32%和12.79%。由此可见热量提取率对注入CO<sub>2</sub>温度增大和减小的敏感性基本一致。

综上所述,注入CO<sub>2</sub>温度变化对深部地热系统影响显著。注入CO<sub>2</sub>温度的降低会加剧载热流体和人工地热储层的热交换,有效提高深部地热系统的热量提取率。

## 4 CO<sub>2</sub>注入温度对系统可持续性的影响

随着深部地热系统对地热能的提取,生产流体的温度逐渐下降。生产流体的温度变化直接影响系统的运行效果、使用年限及周期。如果系统运行期间生产流体的温度下降过

快,会导致系统停运甚至报废。本文根据5种方案生产流体温度随时间的变化特征(图6),分析CO<sub>2</sub>注入温度对深部地热系统可持续性的影响。

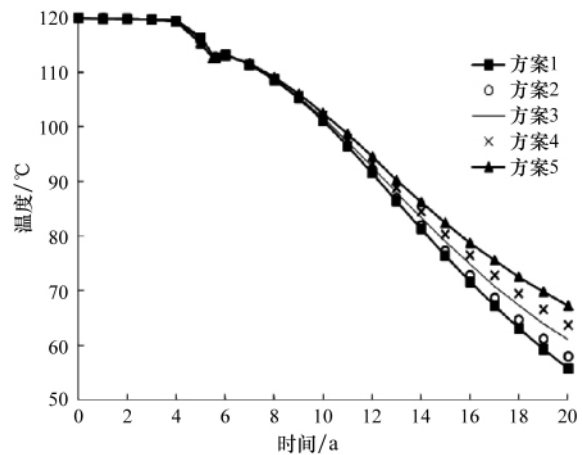


图6 注入温度变化时生产井流体温度随时间变化  
 Fig. 6 Production well fluid temperature changing with the time when injection temperature changes

目前关于CO<sub>2</sub>-EGS可持续运行的标准尚未明确和统一。通常情况下,认为100℃为深部地热发电系统的下限,如果生产流体温度小于100℃会对深部地热系统的运行效果产生影响。本文暂以此作为衡量深部地热系统可持续运行的依据。

由图6可见,马家沟组CO<sub>2</sub>-EGS运行后,注入CO<sub>2</sub>的影响范围逐渐增大,在影响范围达到生产井前,生产井产出流体的温度和人工地热储层滞留水初始温度一致,都为120℃。当注入CO<sub>2</sub>影响范围达到生产井后,生产井流体的温度发生变化,在余下时间,生产井流体温度的总体变化趋势为随着时间延长而降低。值得注意的是,在CO<sub>2</sub>-水驱替结束后,生产流体温度会出现下降过程中的短时间增加现象,这是因为CO<sub>2</sub>的热容和热传导系数小于水,在相同温差的热传递作用下双相流生产流体上升温度小于气相流体上升温度。

根据设定的CO<sub>2</sub>-EGS系统可持续运行标准,模拟确定方案1~5的系统可持续运行时间为10.58~11.49a,即11a左右(表4)。由表4可见,CO<sub>2</sub>-EGS系统相对应的方案1、2、4、5与方案3相比,可持续时间变化分别为:-0.32,-0.26,0.21和0.51;温度下降速率变化分别为:3%,2%,-2%,-5%。可见,虽然降低CO<sub>2</sub>注入温度会减少系统可持续运行时间,对系统可持续性有负面影响,但影响程度较小。

在实际工程中,人们希望通过控制系统的运行模式,在保证系统可持续运行时间最大化的基础上增大系统的热提取率。由前面论述可知,注入低温CO<sub>2</sub>能够使系统平均热提取率显著提升,同时对系统的可持续性运行时间影响较小。鉴于此,为了使深部地热系统产生最大的经济效益,应在CO<sub>2</sub>-EGS运行允许范围内减小CO<sub>2</sub>的注入温度。

表 4 不同运行模式系统可持续时间及生产井流体温度变化  
Table 4 Sustainability time and production well fluid temperature changing with different running modes

方案名称	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5
注入温度/°C	18	24	30	36	42
可持续运行时间/a	10.58	10.64	10.9	11.11	11.49
各方案系统可持续运行时间相对于方案 3 变化/a	-0.32	-0.26	0	+0.21	+0.5
持续运行期温度下降速率/(°C·a <sup>-1</sup> )	1.89	1.88	1.83	1.8	1.74
持续运行期间生产井流体温度下降速率相对于方案 3 变化/%	3	2	0	-2	-5

## 5 结论

(1) CO<sub>2</sub>-EGS 的热提取率随时间变化趋势可分为两个阶段:在 CO<sub>2</sub>-水驱替阶段,热提取率随时间呈上升趋势;在生产井液相流消失阶段,热提取率随时间呈下降趋势。

(2) 载热流体 CO<sub>2</sub> 的注入温度对 CO<sub>2</sub>-EGS 系统热提取率影响较大,但对系统可持续性的影响较小。

(3) 考虑到系统的产能和可持续性,在实际工程中宜采用注入低温 CO<sub>2</sub> 的工作模式。

(4) CCS 示范工程区马家沟组地层在设定的 5 种运行方案下,平均地层热提取率变化区间为 6.56~8.47MW,系统可持续时间 10.58~11.49a,系统运行期温度下降速率为 1.89~1.74°C/a。

研究结果可以为示范工程区开展二氧化碳地质储存与资源化利用研究提供参考和依据。

### 参考文献 (References)

- [1] Aleks D A, Hal G, Victor R. CO<sub>2</sub> Thermosiphon for competitive geothermal power generation[J]. Energy & Fuels, 2009, 23: 553-557.  
[2] Xu T, Apps J A, Pruess K. Numerical simulation to study mineral

trapping for CO<sub>2</sub> disposal in deep quifers[J]. Applied Geochemistry, 2004 (19): 917-936.

[3] Liu L, Suto Y, Bignall G, et al. CO<sub>2</sub> injection to granite and sandstone in experimental rock/hot water systems [J]. Energy Conversion & Management, 2003, 44(9): 1399-1410.

[4] Brown D. A hot dry rock geothermal energy concept utilizing supercritical CO<sub>2</sub> instead of water [C]. Proceedings of the Twentyfifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, 2000: 233-238.

[5] Pruess K. Enhanced geothermal systems (EGS) using CO<sub>2</sub> as working fluid-A novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon[J]. Geothermics, 2006(35): 351-367.

[6] Xu T, Apps A J, Pruess K. Numerical studies of fluid-rock interactions in Enhanced Geothermal Systems (EGS) with CO<sub>2</sub> as working fluid[C]// Proceedings of 33th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, California, Jan 28-30, 2008.

[7] 史基安, 邵毅, 张顺存. 鄂尔多斯盆地东部地区奥陶系马家沟组沉积环境与岩相古地理研究[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(3): 317-324.  
Shi Jian, Shao Yi, Zhang Shuncun. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(3): 317-324.

[8] 傅金华. 鄂尔多斯盆地中生界盖层封盖性研究 [J]. 天然气工业, 1991, 11(6): 6-11.

Fu Jinhua. Atural Gas Industry, 1991, 11(6): 6-11.

[9] 康玲, 王时龙, 李川. 增强地热系统 EGS 的人工热储技术[J]. 机械设计与制造, 2008, 10(9): 141-143.

Kang Ling, Wang Shilong, Li Chuan. Machinery Design & Manufacture, 2008, 10(9): 141-143.

[10] Karsten P. On production behavior of enhanced geothermal systems with CO<sub>2</sub> as working fluid [J]. Energy Conversion and Management, 2008, 49 (6): 1446-1454.

[11] 施小清, 张可霓, 吴吉春. TOUGH2 软件的发展及应用[J]. 工程勘察, 2009(10): 29-39.

Shi Xiaoqing, Zhang Keni, Wu Jichun. Geotechnical Investigation & Surveying, 2009(10): 29-39.

[12] 凯什·依万斯. 增强型地热系统: 综述介绍及深部系统建立和循环的现状[C]. //李四光倡导中国地热能开发利用 40 周年纪念大会暨中国地热发展研讨会, 北京, 2010.

Keith Evans. Enhanced/engineered geothermal system:an introduction with overviews of deep systems built and circulated to date [C]// Conference of Development of Geothermal Energy Advocated by Li Siguang for 40 Years, Beijing, 2010.

(责任编辑 岳臣)



### 《科技导报》征集“封面文章”

为快速反映我国最新科技研究成果,《科技导报》拟利用刊物最显著位置——封面将最新科研成果第一时间予以突出报道。来稿要求:研究成果具创新性或新颖性;反映该领域我国乃至世界前沿研究水平;可以图片形式予以反映,图片美观、清晰、分辨率超过 300dpi;文章篇幅不限,要说明研究的背景、方法、取得的结果,以及结论。在线投稿:www.kjdb.org。