



· 碳捕集、利用与封存 ·

高温气田二氧化碳羽流地热系统运行参数数值模拟

魏菊艳,付美龙,方 丽,黎旭东

(长江大学 石油工程学院/油气钻采工程湖北省重点实验室,湖北 武汉 430100)

摘要 针对高温废弃气藏地热资源提取的问题,以某高温气田为目标热储,通过 COMSOL 软件建立以 CO_2 为工作流体的井储耦合模型,分析热虹吸效应,分别改变 CO_2 循环速率和井筒直径,观察注入井和生产井的压力变化及研究系统运行参数对采热性能的影响。研究表明: CO_2 循环速率对于热虹吸效应的影响十分显著,较小的井筒直径产生的热虹吸效应更强;较高的注入温度,导致系统运行后期生产流体温度下降缓慢,同时系统采热速率较低;较大的注入流量,导致生产流体温度快速下降;较大注采井距可减少生产流体温度的波动幅度,并使采热速率稳定阶段时间增长等。研究给未来 CO_2 羽流地热系统进行深部地热能开采提供参考意义。

关键词 羽流地热;数值模拟;热虹吸效应;注采参数

中图分类号:TK521 **DOI:**10.16152/j.cnki.xdxbr.2025-05-010

Numerical simulation of operating parameters of CO_2 plume geothermal system in high temperature gas field

WEI Juyan, FU Meilong, FANG Li, LI Xudong

(Hubei Key Laboratory of Oil and Gas Drilling Engineering/School of Petroleum Engineering,
Changjiang University, Wuhan 430100, China)

Abstract Aiming at the extraction of geothermal resources from high-temperature waste gas reservoirs, the article takes a high-temperature gas field as the target thermal storage, establishes a well-storage fully coupled model with CO_2 as the working fluid through COMSOL software, analyses the thermosiphon effect, changes the CO_2 circulation rate and the diameter of the wellbore respectively, and observes the pressure changes in the injection wells and the production wells, as well as researches the influence of the system operation parameters on the performance of the heat extraction. The study shows that the CO_2 circulation rate has a significant effect on the thermosiphon effect, with smaller wellbore diameters producing a stronger thermosiphon effect. Higher injection temperatures result in a slow decline in the temperature of the production fluid in the later stages of system operation, along with a lower rate of system heat recovery. Larger injection flow rate leads to a rapid decrease in the temperature of the producing fluid. Larger injection and extraction well spacing reduces the fluctuation amplitude of the temperature of the producing fluid and increases the time of the stabilisation phase

收稿日期:2024-06-16

基金项目:国家自然科学基金青年项目(42302286)

第一作者:魏菊艳,女,从事地热能开发与利用研究,wjy19982022@163.com。

通信作者:付美龙,男,博士,教授,从事油田化学、提高采收率和 CCUS 等研究,fmlytze@163.com。

of the heat recovery rate. The study provides reference significance for the future CO₂-plume geothermal system to carry out deep geothermal energy extraction.

Keywords plume geothermal; numerical modelling; thermosiphon effect; parameters of injection and extraction

地热能作为一种极具潜力的新能源,相比其他能源,如太阳能、潮汐能、风能、生物质能等,其能量强度更大,分布更广泛,受自然环境(如天气、昼夜、风速、气温等)影响更小,维护费用更低廉。近年来,随着石油天然气勘探的不断深入,我国发现越来越多的高温气藏,学者们提出地热开发技术,合理使用油气井和石油开采技术开采高温气藏地热资源^[1]。

Randolph 和 Saar^[2]在 2011 年提出了二氧化碳羽流地热系统(CO₂-plume geothermal system, CPGS)概念,根据他们的设想,CO₂羽流地热系统的目标储层是具有高孔隙率和渗透率的天然地质储层,上层覆盖有低渗透性的盖层。CPGS 利用 CO₂从深层天然可渗透的地质构造中提取热能,从注入井注入地热储层到生产井产出过程中,CO₂密度发生了很大的变化,形成由浮力驱动向生产井自流的现象,这种现象称为热虹吸效应^[3]。正是由于 CO₂在采热过程中会产生这种热虹吸效应,减少了系统运行中生产井高昂的泵送需求,达到在提高 CO₂采热经济效益的同时封存 CO₂的目的^[4-6]。

学者们全面分析各种参数对 CPGS 采热性能的影响规律。段云星等人^[7]利用 COMSOL 多物理场数值模拟软件,研究不同注入温度和注入流量对系统采热性能的影响,结果表明,影响采热性能最关键的因素是注入流量;王福刚等人^[8]使用 TOUGH2 软件建立 CO₂-EGS 模型模拟不同的 CO₂注入温度下 CO₂-EGS 系统运行特征,分析 CO₂注入温度对采热速率和系统运行寿命的影响;杨艳林等人^[9]研究了在不同井间距下使用五点布井方法时,温度场、生产井质量流量、累计热量、CO₂封存量、热提取率的变化特征;单丹丹等人^[10]建立三维井筒与热储耦合数值模型,分析井网布置与注采井距参数对系统采热性能的影响。

目前关于 CPGS 热虹吸效应影响因素的相关资料鲜少,因此文章通过 COMSOL 软件建立井储耦合模型,选取某高温气田为目标热储,研究 CO₂循环速率和井筒直径对热虹吸效应的影响以及系统运行参数对 CPGS 开采能力的影响,得出

生产井与注入井的压力变化和 CPGS 采热性能随时间的变化特性,为未来 CPGS 实际工程提供理论参考。

1 研究区域概况

莺歌海盆地地处海南岛与印支半岛的交界处,总面积为 $12.17 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。莺歌海盆地具有较完整的新生界地层,地层自上而下依次为乐东组、莺歌海组、黄流组。为了降低模拟的复杂性,节省计算时间,研究只考虑黄流组一段砂体储层,黄流组地层段未见大型的断裂,可识别为渗透性储层。莺歌海盆地地热资源丰富,地温梯度高(高温层平均约 $4.9 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ m}$,明显高于陆上平均地温梯度 $2.5 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ m}$),温度为 $145 \sim 215 \text{ }^\circ\text{C}$,地热资源具有先天优势,为地质储存和地热能开发利用提供了有利的储存场所和空间。从盆地热体制来看,莺歌海盆地属于热盆,特别是莺歌海盆地底辟构造带普遍存在热流体活动,受热流体活动影响的层段,部分区域地温梯度在 $4.6 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ m}$ 以上,甚至达到 $5.4 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ m}$ ^[11]。相比传统地热类型,开发该盆地的高温气田具有如下优势:①对于现有的钻井井网,在地热开发中可得到充分利用,节约大量的钻探费用;②高温气藏认识水平较高,有详尽的地质数据可供使用;③高温气藏具有天然孔隙结构,高渗透率和大的换热面积为工作流体与热储之间进行热交换提供便利;④高温气藏自身具备良好的圈闭构造^[12],地质条件良好,发生渗漏危险较小。

2 计算模型建立

2.1 模型建立

通过 COMSOL 中的达西定律模块、多孔介质传热模块以及非等温管道流模块,建立井储耦合模型,实现井筒、储层、渗流场和温度场的全耦合。达西定律用于模拟流经多孔介质孔隙的流体流动;多孔介质传热用于模拟热储传导传热;非等温管道流用于计算注入井和生产井的温度场、速度场和压

力场。COMSOL 主要控制方程见式(1)~(3)

合适。这样既能得到更精确的结果,又能节省计算资源^[14]。

表 2 网格无关性验证结果

Tab.2 Grid-independence validation results

网格数量	出口温度/K	运行时间/s
35 824	422. 57	610
115 283	422. 89	819
229 423	423. 15	1 026
303 415	423. 15	1 249
440 819	423. 15	1 807

3 结果与讨论

在 CPGS 运行过程中,由于携热介质 CO₂ 密度随温度升高而减小,导致整个系统生产井口压力大于注入井口压力,使得携带热量的 CO₂ 因“温差环流现象”自循环到达生产井口^[15]。生产井口压力与注入井口压力差越大,自循环能力越强,即热虹吸效应越强,不需要外部的泵来驱动系

统中的 CO₂ 循环,极大地提高了 CO₂ 采热经济效益。为了研究热虹吸效应对 CPGS 采热性能的影响,设置注入流量和生产流量相同的情况下,改变 CO₂ 循环速率和井筒直径,观察生产井压力与注入井压力的变化,从而选择目标区域最经济的设置参数进行采热。除了热虹吸效应外,还研究了 CO₂ 注入温度、注入流量以及注采井间距对生产流体温度和采热速率的影响,对比选择出最优的运行参数,为未来进行目标区域 CPGS 采热提供理论依据。

3.1 热虹吸效应影响因素分析

3.1.1 二氧化碳循环速率

为了研究 CO₂ 循环速率对热虹吸效应的影响,调研发现较低速率可能不足以充分开发地热资源,较高的速率可能会带来额外技术挑战和经济成本,所以本文选取了 5 种较为宽泛的速率 (5、25、50、75、100 kg/s),如图 2 所示。

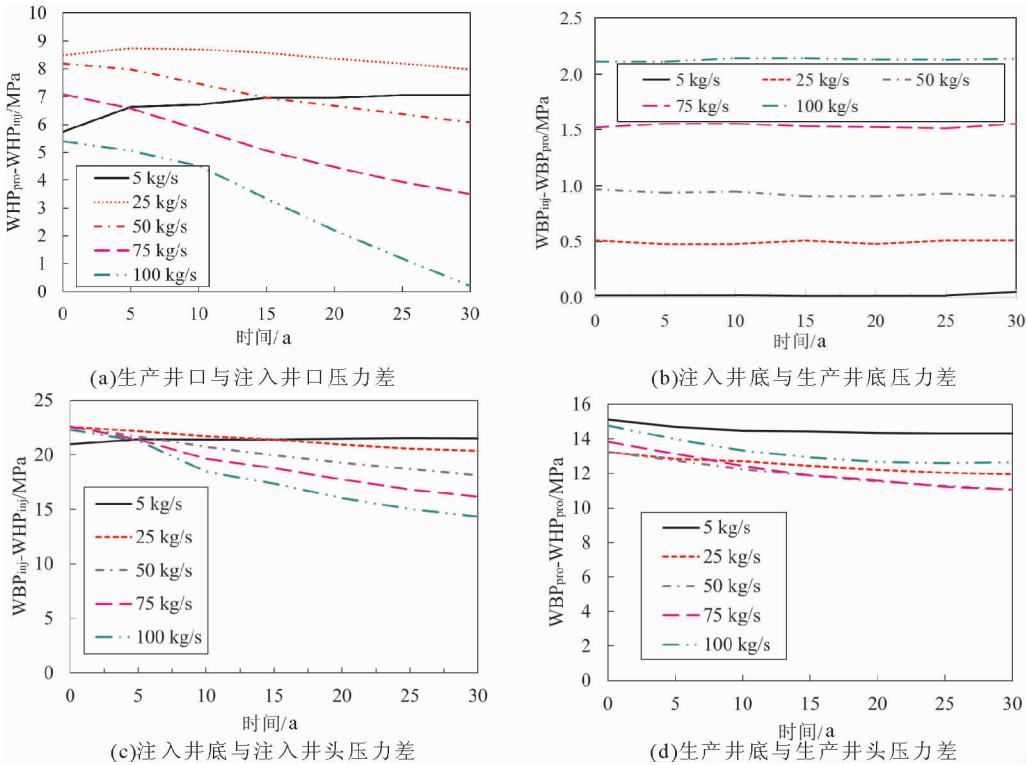


图 2 CO₂ 循环速率对热虹吸的作用曲线
Fig. 2 Curve of CO₂ cycling rate on thermosiphonage

在注入井口注入固定流量的 CO₂,同时 在生产井口设置与注入井口相同的质量流率进行生产。在生产井口压力 (WHP_{pro}) 大于注入井口压力 (WHP_{inj}) 时,可以建立以 CO₂ 为工作流体的热虹吸采热机制。由图 2 (a) 可知,在大多数情况

下,热虹吸效应可以维持 30 年。可以看出流量大于 5 kg/s 时生产井口和注入井口压力差随时间而不断减小。随着流量的增加,压力差下降更快,流量达到 100 kg/s,生产井口压力在大约 28 a 内下降到低于注入井口压力。另一方面,由 2 (b) 可

知,注入井底压力 (WBP_{inj}) 与生产井底压力差 (WBP_{pro}) 和流量成正比,流量越大,注入井底与生产井底的压差越大,且在 30 a 的时间里都相当稳定,说明热虹吸效应主要是由井筒压力的变化导致的。

在注入井筒中〔见图 2(c)〕,低温 CO_2 向下流动是由重力驱动的。在系统运行早期,当其他条件均相同时,25 ~ 100 kg/s 的流量情况下,井底压力相对于井口压力的压力增加值 ($WBP_{inj} - WHP_{inj}$) 大于流量为 5 kg/s 时〔见图 2(c)〕,这主要是因为高流量情况下 CO_2 总密度要大得多,相关的重力压力增益超过了井筒与流体之间的摩擦压力损失。然而,随着低温 CO_2 注入量的增加,储层压力降低,将 CO_2 注入储层所需的最低井底压力逐渐成为控制注入井中 CO_2 密度的主导因素。因此,注入井中 CO_2 密度随时间而降低, $WBP_{inj} - WHP_{inj}$ 也随时间而降低。但是对于较低的流量 (5 kg/s), 其与高流量工况不同,前期 $WBP_{inj} - WHP_{inj}$ 随时间缓慢增加,后期趋于稳定〔见图 2(c)〕,因为储层压降小,导致密度降低,注入井周围储层温度下降较明显,流体密度增加。

在生产井中〔见图 2(d)〕,流体向上流动时要克服重力做功,需要井口相对井底的压降来推动 CO_2 向上流动。生产井的压降量 ($WBP_{pro} - WHP_{pro}$) 与流量和时间有关〔见图 2(d)〕,可以看出 25 kg/s 和 50 kg/s 早期压降比较小,50 kg/s 和 75 kg/s 后期压降最小。因为在小流量下,随着运行时间的增加,生产井底与井口压力差降低的主要原因是由于运行后期流体温度下降,二氧化碳的密度增大,导致在生产井向上流动时产生更大的井筒热损失。而在更高的流量下,压降增加主要原因是具有更高的摩擦压力损失。

3.1.2 井筒直径

井筒直径是影响流体流动和热量传递的重要因素,较小的井筒直径可能导致流体流动阻力增大,而较大的井筒直径则可能增加成本。因此为研究井筒直径对热虹吸效应的影响,本文模拟了井筒直径为 0.1、0.2、0.3 m 这 3 种常用井筒直径参数。由图 3(a) 可知,井筒直径越小,注入井口所需的注入压力越小。这是因为井筒直径越小,井筒内流体的流动速度越快,流速较高的情况下流体总密度要大得多,相关的重力压力增益超过了井筒与流体之间的摩擦压力损失。但是因为较小的直径会增加摩擦和动量压力损失,这将导致

生产井的井口压力降低〔见图 3(b)〕。然而,如图 3(c) 所示,较小井径的情况下,生产井头压力与注入井井头压力差大,较小的井径产生的热虹吸效应更强。

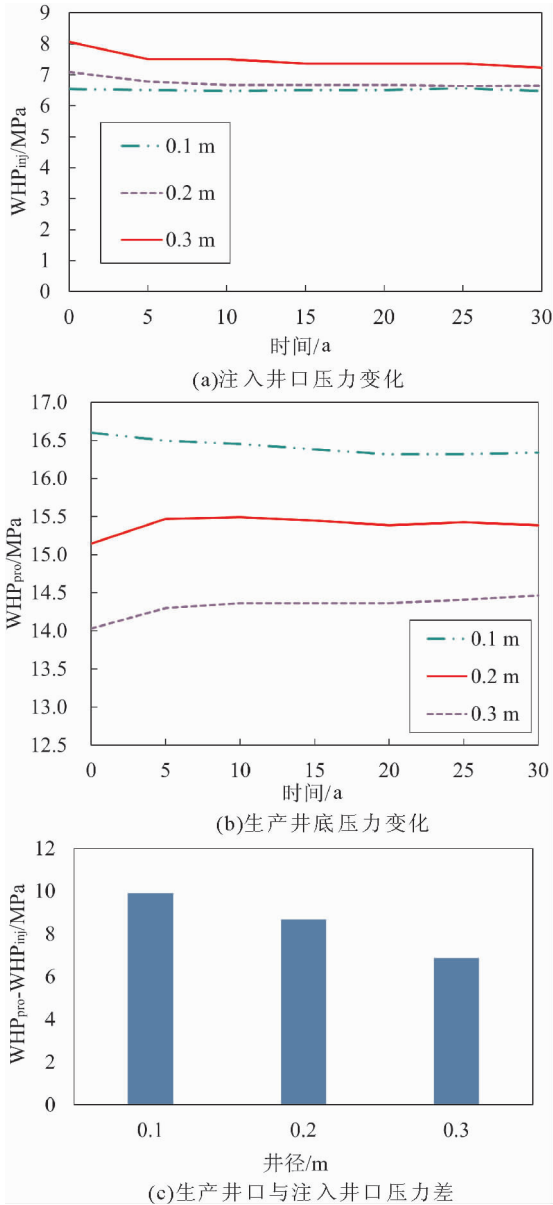


图 3 井径对热虹吸的作用曲线
Fig. 3 Curve of well diameter on thermosiphonage

3.2 运行参数影响因素分析

3.2.1 注入温度

在确保注入 CO_2 为超临界状态,通过模拟不同注入温度下系统的采热性能,确定最佳的注入温度,较高的注入温度可能带来更高的采热效率,但也增加能耗和成本。因此,研究注入温度对生产流体温度和采热速率的影响,需要在确保采热效果的同时,兼顾经济性和技术可行性。文章选择 308.15、313.15、318.15、323.15、328.15 K

这 5 种注入温度进行数值模拟。在模拟过程中,保持其他参数不变,得出生产流体温度、采热速率与 CO₂ 注入温度之间的关系曲线,如图 4、图 5 所示。

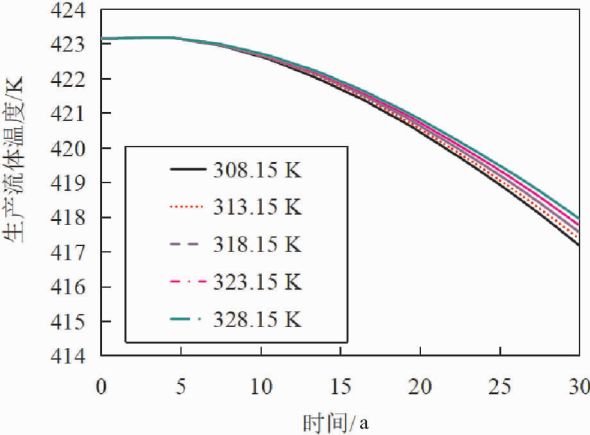


图 4 生产流体温度在不同注入温度的变化曲线
Fig. 4 Variation curve of production fluid temperature at different injection temperatures

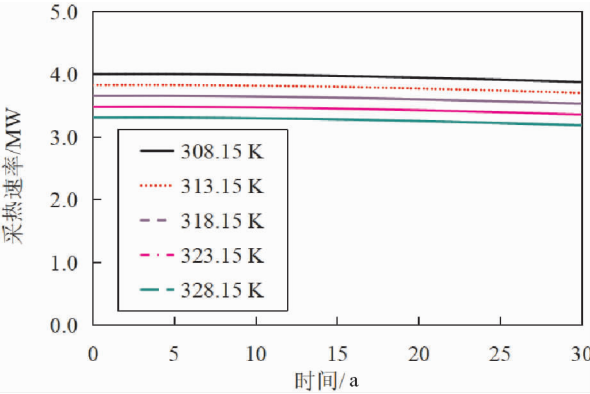


图 5 采热速率在不同注入温度下的变化曲线
Fig. 5 Variation curves of heat extraction rate at different injection temperatures

从图 4 可以看出,生产流体温度与注入 CO₂ 的温度成正比,而且随着注入温度的增加,生产流体的温度也相应上升。不同注入温度下,生产流体的温度下降幅度初期是一致的,但后期生产流体的温度下降速率大不相同。随着注入温度的升高,后期生产流体的温降速率减慢,系统运行寿命延长。这是因为在 CO₂ 注入温度较高的情况下,注入的 CO₂ 和储层之间的温差较小,换热效果较差,导致热储温度下降较慢,所以整个系统的使用寿命延长。但在注入流量为 20 kg/s 的条件下,CO₂ 注入温度由 308.15 K 升至 328.15 K 时,生产流体的温度在 30 a 的运行时间内从 417.17 K 升高到 417.94 K,只增加了约 0.77 K,增长幅度

很小,几乎可以忽略不计。图 5 显示在不同注入温度情况下,系统的采热速率与时间的关系。曲线表明,随着注入温度的升高,系统的采热速率逐渐降低,这主要是因为当注入温度提高时,二氧化碳和高温岩石的温差减小,导致流体的载热能力下降^[16]。在 CPGS 实际工程中为了获得较高的采热速率,不能无限制地提高注入温度。

3.2.2 注采流量

注入流量作为施工中可控制的参数之一,对优化 CPGS 热储开采能力具有重要意义。模拟注入流量在小于 20 kg/s 的情况下,系统采热性能较差,不适用;模拟注入流量在大于 100 kg/s 的情况下,系统的稳定性出现问题。因此文章考虑注入流量分别为 20、40、60、80、100 kg/s 的 5 种情况,研究不同注入流量对系统生产流体温度和采热速率的影响。

图 6 展示了在不同的注入流量下,生产流体温度的变化情况。可以看出,随着注入流量的增加,系统运行 30 a 后,注入 20 kg/s 时的生产温度为 414.58 K,注入 100 kg/s 时的生产温度为 368.38 K,相比注入流量为 20 kg/s 时,生产温度降低了 46.2 K。注入流量增大导致生产流体温度降低,两者之间存在明显的负相关性。这是由于注入 CO₂ 流量增加,流体在热储内的流速增加,无法充分吸收热量就到达生产井,同时热补偿时间变短,所以生产流体温度的下降速度越快。

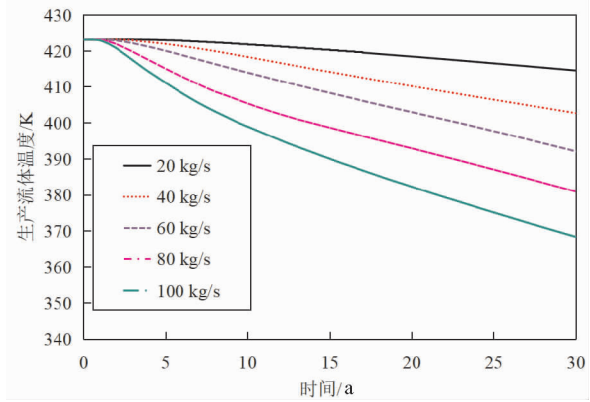


图 6 生产流体温度在不同注入流量下的变化曲线
Fig. 6 Variation curve of production fluid temperature at different injection flow rates

随着注入流量的增加,注入井口压力也会增加。此外,随着 CO₂ 注入流量的增加,单位质量 CO₂ 所吸收热量减小,因此在一定范围内,生产流体的温度会下降。从开采成本的角度来看,增

加 CO₂ 注入量会导致成本上升,但提高生产井口压力有助于 CO₂ 在发电系统中的利用。因此为了获得最大的经济效益,应选择合适的注入流量^[17]。

图 7 展示了在不同注入流量下,系统采热速率的变化情况。采热速率随着注入流量的增加而明显变大,但由于生产温度的快速降低,注入流量为 80 kg/s 和 100 kg/s 时的采热速率降低速度非常快;随着运行时间的增加,不同注入流量下的采热速率之间的差距逐渐减小。所以在 CPGS 实际开发中,系统运行初始阶段,提高注入流量可以提高采热速率,生产后期减小 CO₂ 注入流量可达到经济效益的最大化。

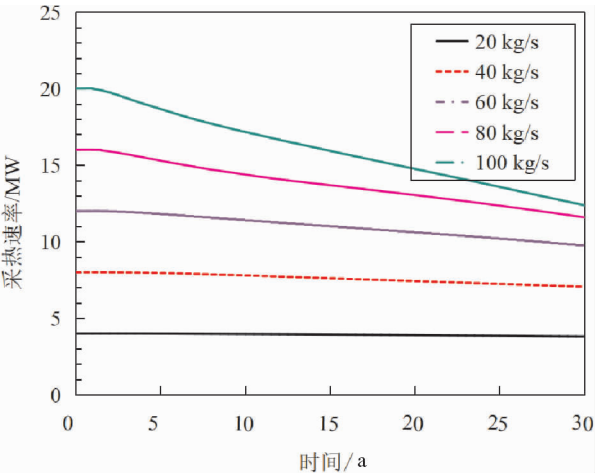


图 7 采热速率在不同注入流量下的变化曲线
Fig. 7 Variation curve of heat recovery rate at different injection flow rates

3.2.3 注采井距

注采井距也是施工中可调控的参数之一,对优化 CPGS 热储开采能力有重要意义。注采井距的选取旨在探索不同井距条件下 CO₂ 在地热储层中的扩散以及其对采热性能的影响。文章选取 50 ~ 300 m 这一井距范围,覆盖从较近到较远的不同井距条件。从模拟中看到,较小井距会出现系统运行寿命短、经济效益差的情况;在井距为 250 m 和 300 m 时,井间距对系统采热性能产生的影响可忽略不计,所以井间距不能无限增大。文章考虑注采井距分别为 50、100、150、250、300 m 的 5 种情况,研究注采井距对系统生产流体温度和采热速率的影响。

图 8 显示了不同井距下,生产流体温度随时间的变化。结果表明,随着注采井距的增大,生产流体温度下降出现较长时间的延迟,并且下降速

率变慢。这主要是因为注采井间距增大,井间压力梯度减小,增大了可采储量,也加大了载热介质与热储的换热周期,所以注采井距较大时,生产流体温度降低速度明显减慢。

图 9 展示了不同注采井距下,采热速率随时间的变化情况。随着井间距的增大,采热速率也增加,此外,井间距越大,采热速率的稳定阶段越长。在井间距为 250 m 和 300 m 时,采热速率基本相等,这说明在实际工程应用中,CPGS 井间距不能无限增大,必须选取合适的井距来进行地热开采。

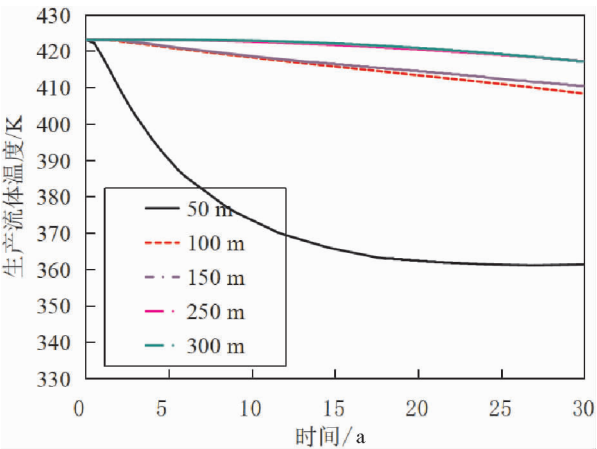


图 8 生产流体温度在不同井距下的变化曲线
Fig. 8 Variation curve of production fluid temperature at different well spacing

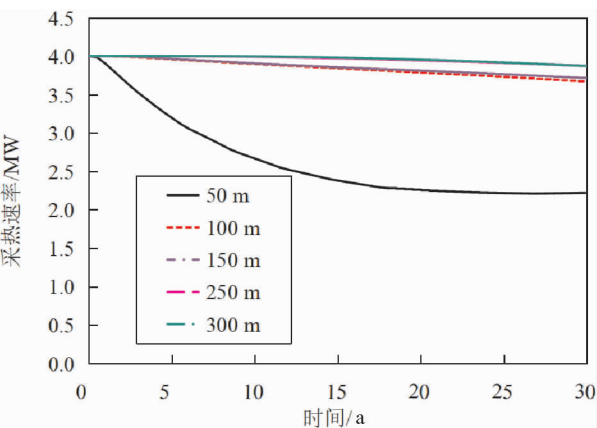


图 9 采热速率在不同井距下变化曲线
Fig. 9 Variation curve of heat recovery rate at different well spacing

4 结论

本文基于地热储层的热流耦合模型,研究 CO₂ 循环速率和井筒直径对热虹吸效应的影响以

及系统运行参数对 CPGS 开采性能的影响,得到以下结论。

1) CO_2 循环速率对于热虹吸效应的影响十分显著,循环速率越小,热虹吸效应越强;较小的井筒直径产生的热虹吸效应更强。这是因为井径越小,井筒内流体的流动速度越快,流速较高的情况下流体总密度要大得多,相关的重力压力增益超过了井筒与流体之间的摩擦压力损失。

2) 注入温度对 CPGS 采热性能影响不大,这是因为随着注入温度的增大, CO_2 与高温岩层的温差减小,从而减小了流体的携热能力,导致生产流体温度下降速率变慢。提高注入温度可以提高生产井的出口温度,但会降低采热速率。因此,在实际开发过程中为获得较高的采热速率,不能无限地提高注入温度。

3) 注入流量对 CPGS 采热影响较大。随着 CO_2 注入流量的增加,热储中 CO_2 的流动速率加快,单位质量 CO_2 吸收的热量变小。因此,在没有充分吸收热量的情况下,就会到达生产井,导致生产流体温度随着注入流量的增加而下降。

4) 注采井距对生产流体温度的影响很大。由于注采井距的增大,降低注采井之间的压力梯度,在增加可开采最大地热资源的同时,也会延长携热介质与热储的交换时间,系统采热速率波动范围减小,系统稳定运行时间变长。因此应适当增大注采井距,可以提高 CPGS 的稳定工作时间。

5) 依据模型的结果可知,在利用 CO_2 作为载热流体进行采热时,储层渗透率为 45.5 mD,孔隙度为 0.155 的情况下:随注入流量的增大,生产流体温度和采热速率也逐渐增大,系统运行后期,不同注入流量下的采热速率之间的差距逐渐减小;随注采井距的增大,系统更加稳定,运行寿命延长,但不能无限增加注采井距。在实践中,通常需要根据储层的渗透率、孔隙度和岩石类型等因素来确定最佳的注采条件和注采井距,所以需要根据特定地质条件选择合适的注采参数。

参考文献

- [1] 崔国栋. 高温废弃气藏注 CO_2 开采地热机制研究[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2019.
- [2] RANDOLPH J B, SAAR M O. Combining geothermal energy capture with geologic carbon dioxide sequestration[J]. Geophysical Research Letters, 2011, 38(10): L10401.
- [3] PAN L H, FREIFELD B, DOUGHTY C, et al. Fully coupled wellbore-reservoir modeling of geothermal heat extraction using CO_2 as the working fluid[J]. Geothermics, 2015, 53: 100-113.
- [4] 张凯,陈掌星,兰海帆,等. 碳捕集、利用与封存技术的现状及前景[J]. 特种油气藏,2023,30(2):1-9.
ZHANG K, CHEN Z X, LAN H F, et al. Current status and prospect of carbon capture, utilization and storage technology[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(2): 1-9.
- [5] 高冉,吕成远,伦增琨,等. 二氧化碳驱替与埋存一体化数值模拟[J]. 特种油气藏,2021,28(2):102-107.
GAO R, LYU C Y, LUN Z M, et al. Numerical simulation of carbon dioxide displacement and storage integration[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(2): 102-107.
- [6] 刘苗苗,孟令东,王海学,等. 二氧化碳地质封存中盖层力学完整性数值模拟研究综述[J]. 特种油气藏,2020,27(2):8-15.
LIU M M, MENG L D, WANG H X, et al. A review of numerical simulation of the mechanical integrity of caprock in carbon dioxide geological storage[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(2): 8-15.
- [7] 段云星,杨浩. 增强型地热系统采热性能影响因素分析[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2020,50(4):1161-1172.
DUAN Y X, YANG H. Analysis of influencing factors of heat recovery performance of enhanced geothermal system[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2020, 50(4): 1161-1172.
- [8] 王福刚,那金,耿新新. CO_2 注入温度对 CO_2 增强型地热系统热提取率的影响:基于鄂尔多斯 CCS 工程[J]. 科技导报,2013,31(8):32-37.
WANG F G, NA J, GENG X X. Effect of CO_2 injection temperature on heat extraction rate of CO_2 -enhanced geothermal system: Based on Ordos CCS project[J]. Science & Technology Review, 2013, 31(8): 32-37.
- [9] 杨艳林,靖晶,王福刚,等. CO_2 增强型地热系统中的井网间距优化研究[J]. 太阳能学报,2014,35(7):1130-1137.
YANG Y L, JING J, WANG F G, et al. Research on optimization of well pattern spacing in CO_2 -enhanced geothermal system[J]. Acta Solarian Sinica, 2014, 35(7): 1130-1137.
- [10] 单丹丹,李玮,王艳,等. 井筒布置及裂隙分布特征对增强型地热系统采热性能的影响[J]. 地球物理

学进展,2023,38(2):600-611.

SHAN D D, LI W, WANG Y, et al. Effect of well-bore layout and fracture distribution characteristics on the heat recovery performance of enhanced geothermal system[J]. Progress in Geophysics, 2023, 38(2): 600-611.

[11] 姜建群,胡建武,李明葵. 莺琼盆地高温超压环境有机质热演化及成烃模式探讨[J]. 特种油气藏, 2000,7(2):4-7,50.

JIANG J Q, HU J W, LI M K. Discussion on thermal evolution and hydrocarbon formation mode of organic matter in high temperature and overpressure environment in Yingqiong Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2000, 7(2): 4-7, 50.

[12] 张冠杰,吴孔友,范彩伟,等. 莺琼盆地重点区带深层储层岩石力学参数求取及意义[J]. 高校地质学报,2021,27(5):616-624.

ZHANG G J, WU K Y, FAN C W, et al. Calculation and significance of rock mechanical parameters of deep reservoirs in key areas of Yingqiong Basin[J]. Geological Journal of Chinese Universities, 2021, 27(5): 616-624.

[13] 贾茹. 莺琼盆地层完整性及与天然气成藏[D]. 大庆:东北石油大学,2018.

[14] 袁安冬. 基于热流耦合的增强型地热系统传热特性研究[D]. 合肥:安徽建筑大学,2022.

[15] YU H, LI Q, SUN F R. Numerical simulation of CO₂ circulating in a retrofitted geothermal well[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 172: 217-227.

[16] 李静岩. CO₂ 羽流地热系统地热开采特性的数值模拟研究[D]. 北京:北京工业大学,2018.

[17] 汪丽娟. 井筒—多裂隙储层热流耦合数值模拟及优化[D]. 合肥:安徽建筑大学,2023.

(编辑 李 静)