

河间潜山地热资源开发方案数值模拟

丁蕊^{1,2)}, 朱传庆^{1,2)*}, 曹倩³⁾, 方朝合³⁾,
杨亚波^{1,2)}, 江晓雪^{1,2)}

1) 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;

2) 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

3) 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘 要: 古潜山地热资源具备岩溶孔隙发育程度高、热储面积厚度大、地热水储量大的优点。冀中坳陷内古潜山分布密集且地热资源丰富, 河间潜山位于冀中坳陷饶阳凹陷中东部, 具有良好的地热地质条件, 开发潜力巨大。本文基于河间潜山及其周缘地区测井资料、岩石热物性并进行了计算, 发现其地温梯度为 29.8 °C/km 到 44.5 °C/km 之间, 平均值为 40.7 °C/km。大地热流值介于 64.8~80.6 mW/m² 之间, 平均值为 73.4 mW/m²。通过水热耦合模拟方法模拟选定的地热资源有利区的温度变化, 结果发现河间潜山合理的开采井距为 800 m, 合理开采量为 60 L/s, 回灌温度为 35 °C, 总可开采量为 6.32 × 10¹⁶ J, 单年可开采量为 6.32 × 10¹⁴ J, 可供暖面积为 1.22 × 10⁶ m², 对于冀中坳陷潜山地热资源的开发利用具有一定的指导意义。

关键词: 地热资源开发; 数值模拟; 地温场; 潜山; 河间

中图分类号: P314.9 文献标志码: A doi: 10.3975/cagsb.2022.101002

Numerical Simulation of Buried Hill Geothermal Resources Exploitation in Hejian Area

DING Rui^{1,2)}, ZHU Chuan-qing^{1,2)*}, CAO Qian³⁾, FANG Chao-he³⁾,
YANG Ya-bo^{1,2)}, JIANG Xiao-xue^{1,2)}

1) College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249;

2) State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249;

3) PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083

Abstract: Buried hill geothermal reservoirs have the advantages of large heat reservoirs and thickness, developed pores and cracks, and abundant geothermal water resources. The buried hills in the Jizhong depression are densely distributed and rich in geothermal resources. Hejian buried hill is located centrally to the east of Raoyang Sag in the Jizhong depression. The study area has excellent geothermal geological conditions and high potential for development and utilization. Logging data and thermophysical properties of rocks in the Hejian buried hill and its surrounding areas reveal that the present-day geothermal gradient ranges from 29.8 °C/km to 44.5 °C/km, with an average of 40.7 °C/km, and the terrestrial heat flow ranges from 64.8 mW/m² to 80.6 mW/m², with an average of 73.4 mW/m². Based on the favorable areas of geothermal resources development, the temperature changes in the reservoir during geothermal reinjection are simulated using the hydrothermal coupled method to study optimization of exploitation operation. The reasonable distance between the production and rejection wells is 800 m, production mass flow rate is 60 L/s, reasonable reinjection water temperature is 35 °C, total production is 6.32 × 10¹⁶ J, annual production is 6.32 × 10¹⁴ J, and the annual geothermal resource can meet the indoor heating demand of 1.22 × 10⁶ m². This has guiding significance for the development and utilization of buried hill geothermal resources in the Jizhong Depression.

Key words: exploitation of geothermal resources; numerical simulation; geothermal field; buried hill; Hejian area

本文由国家自然科学基金“渤海湾盆地晚近时期构造-热演化与有效热源机制”(编号: 42172334)和国家重点研发计划课题“中国东部晚近时期热体制与深层高温地热聚集模式”(编号: 2021YFA0716003)联合资助。

收稿日期: 2022-05-30; 改回日期: 2022-09-26; 网络首发日期: 2022-10-13。责任编辑: 张改侠。

第一作者简介: 丁蕊, 女, 1997 年生。硕士研究生。主要从事地热地质学研究。通讯地址: 102249, 北京市昌平区中国石油大学(北京)。

E-mail: 2020210146@student.cup.edu.cn。

*通讯作者: 朱传庆, 男, 1981 年生。副教授。主要从事地热地质学和石油地质学研究。通讯地址: 102249, 北京市昌平区中国石油大学(北京)。E-mail: zhucq@cup.edu.cn。

河间潜山位于冀中拗陷内, 具有丰富的地热资源(王钧和周家平, 1991; 王贵玲和蒯文静, 2020)。河间地区地热资源的勘探和开发时间较早(周家平和王钧, 1990), 初期多为直接利用, 之后重新利用废弃油气井或钻探地热井开发地热资源, 取得了较好的经济效益, 但存在地热流体过度开采的问题。

地热流体的过度开采会导致热储压力、温度下降(段忠丰等, 2020), 生产率降低等问题。回灌是维持热储温度和热储压力、避免环境污染的有效手段(Ungemach, 2003; 阮传侠等, 2017a)。回灌过程中的采灌井距、开采量、回灌温度等参数设置不合理会造成回灌效果不明显或热储压力下降过快、热突破等问题, 影响地热资源持续开发(刘志涛等, 2019; 段忠丰等, 2020)。

水热耦合模拟可以准确预测热储随地热资源开发的动态变化从而确定合理的地热资源开发的开采参数(O'Sullivan et al., 2001)。段忠丰等(2020)利用 Petrasim-Tough2 软件针对东营凹陷东营城区地热田进行了水热耦合模拟, 在 100%回灌的前提下确定了一采两灌的布井方式以及合理的开采参数。罗宁等(2021)计算了雄安新区及其周边古潜山地热资

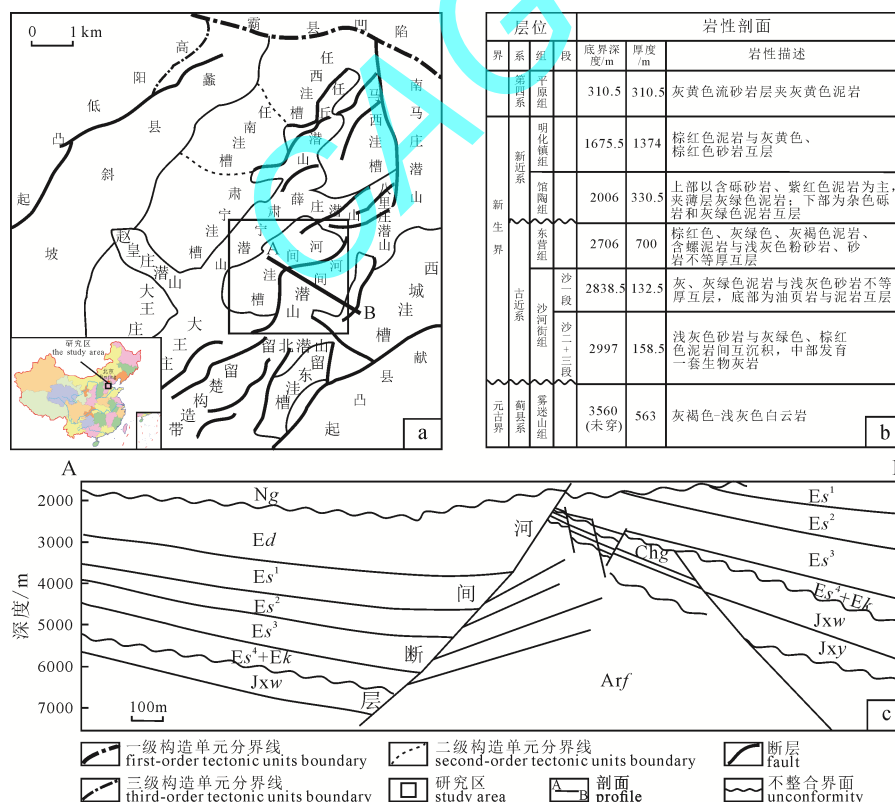
源量, 对雄安新区容东安置区古潜山地热资源开采进行了模拟。孔彦龙等(2020)利用 OpenGeoSys 软件计算了雄县地热田开采 50 年后的温度压力变化, 从经济和维持热储压力两方面对比了集中采灌和对井采灌, 选取了集中采灌为优化开发方案。Wang et al.(2021)利用 COMSOL 软件研究了雄安新区地热资源开采 40 年后生产井温度与生产参数的相关性。胡秋韵等(2020)利用 COMSOL Multiphysics 软件模拟了雄安新区容城凸起地区不同采灌流量在 100 年开采年限后对储层的影响。

为应对河间潜山地热资源开发利用中的过度开采、资源利用水平低、浪费严重的问题, 本文基于测井资料、岩石热物性资料, 明确河间潜山地区地温场特征并进行地热地质建模和水热耦合模拟, 选取合理的开采参数和采灌井网, 计算动态资源量, 为后续地热资源的可持续开发利用提供依据。

1 地热地质条件

1.1 地热地质特征

河间潜山带位于冀中拗陷饶阳凹陷中东部(图 1a), 受其西侧河间基底大断层控制(葛许芳等,



Ng—明化镇组; Ed—东营组; Es¹—沙河街组一段; Es²—沙河街组二段; Es³—沙河街组三段; Es⁴—沙河街组四段; Ek—孔店组;

Jxw—雾迷山组; Jxy—杨庄组; Chg—高于庄组; Arf—阜平群。

Ng—Minghuazhen Formation; Ed—Dongying Formation; Es¹—member 1 of Shahejie Formation; Es²—member 2 of Shahejie Formation; Es³—member 3 of Shahejie Formation; Es⁴—member 4 of Shahejie Formation; Ek—Kongdian Formation; Jxw—Wumishan Formation; Jxy—Yangzhuang Formation; Chg—Gaoyuzhuang Formation; Arf—Fuping Group.

图 1 河间潜山构造分布图(a)、河间潜山地层柱状图和河间潜山剖面图(c)(改自李成海等, 2019)

Fig. 1 Hejian buried hill structure distribution map (a), columnar strata section (b), and sectional drawing (c) (modified from LI et al., 2019)

2003)。如图 1c 所示, 河间潜山顶面埋深较浅, 是一个北东向展布、南东向倾向的贝壳状半背斜, 抬升幅度相对较大, 潜山顶部地层相对复杂(吴涛等, 2017)。

研究区内分布有多套储盖组合(图 1b), 本文主要研究新生界砂岩盖层和雾迷山组白云岩热储层。河间潜山雾迷山组热储层储集条件以及储集体连通性均较好, 潜山热水与周缘山区有着较好的水力联系, 有一定水源补给。河间潜山的盖层厚度适中, 分布相对均匀, 并且热导率较低, 阻热能力好, 能够有效地防止热量的散失。合理的储盖组合以及适中的盖层厚度有效的保存热储温度, 有利于勘探开发。

1.2 地温梯度和大地热流

基于研究区域钻孔测温数据计算地温梯度(图 2a), 河间潜山地温梯度范围为 29.8~44.5 °C/km, 平均值为 40.7 °C/km, 其大多数区域的地温梯度超过 41.5 °C/km, 为地温梯度高异常区, 远远高于冀中拗陷平均地温梯度 33.5 °C/km(常健等, 2016)。大地热流特征对于区域地热资源成因以及开发利用潜力指导意义更大(Pollack et al., 1993)。河间潜山大地热流值(图 2b)介于 64.8~80.6 mW/m²之间, 平均值为 73.4 mW/m²。

1.3 地热成因机制

河间潜山的主要热源是地幔热流(左银辉等, 2013)。冀中拗陷现今的地幔热流占地表热流的 55%, 热流比值为 0.83(蒋林等, 2013), 地幔对地表的热流贡献较大, 为典型的“冷壳热幔”结构。河间潜山主要发育花岗片麻岩类岩石, 其次为角闪片岩、花岗岩、角闪岩等。河间城区所在区域下部的基岩是太古界、下元古界变质岩, 其放射性物质生成的热量为河间潜山次要热源(李成海等, 2019)。

河间潜山的雾迷山组热储层岩性以白云岩为主, 是良好的热水储层, 潜山区域雾迷山组孔、洞、缝发育较好, 有较好的渗透率, 富水性较好, 地下水主要来源为大气降水(孙杉等, 1982; 赵利杰等, 2012)。

研究区内河间断层以及河间西断层均为良好的导热导水断裂, 共同构成了良好的流体通道, 为河间潜山提供了良好的流体条件。冀中拗陷内的潜山地下水基本上为一环状动力带, 地下水横向上由太行山、燕山到河间潜山, 纵向上沿断裂由深部向上运移, 共同为河间潜山区域带来热源(周瑞良, 1987; 邹华耀等, 2001)。

2 数值模拟及建模方法

2.1 水热耦合模拟理论方法

本次对于河间潜山的开发优化模拟采用水热耦合模拟方法, 将储层视为多孔介质, 其中的地热流体流动符合达西定律(Gelet and Loret, 2012; Wang et al., 2021)。将储层性质、流体流动、热量传导、地下水流动等适度理想化, 同时忽略温度以及压力对于模拟结果的细微影响。

2.2 水热耦合模型建立

2.2.1 雾迷山组储层温度及埋深

基于一维稳态热传导方程, 根据雾迷山组埋深(图 3a)及收集到的岩石热物性数据, 可以得到雾迷山组热储层温度(图 3b)。河间潜山雾迷山组顶面整体温度较高, 温度范围为 85~133 °C, 以中部的东北方向以及西南方向为顶面温度的两个高点, 向四周逐渐降低。综合考虑热储层顶面温度以及顶面埋深, 与导水导热断裂的距离等因素, 在研究区内选定地热资源开发利用有利区。

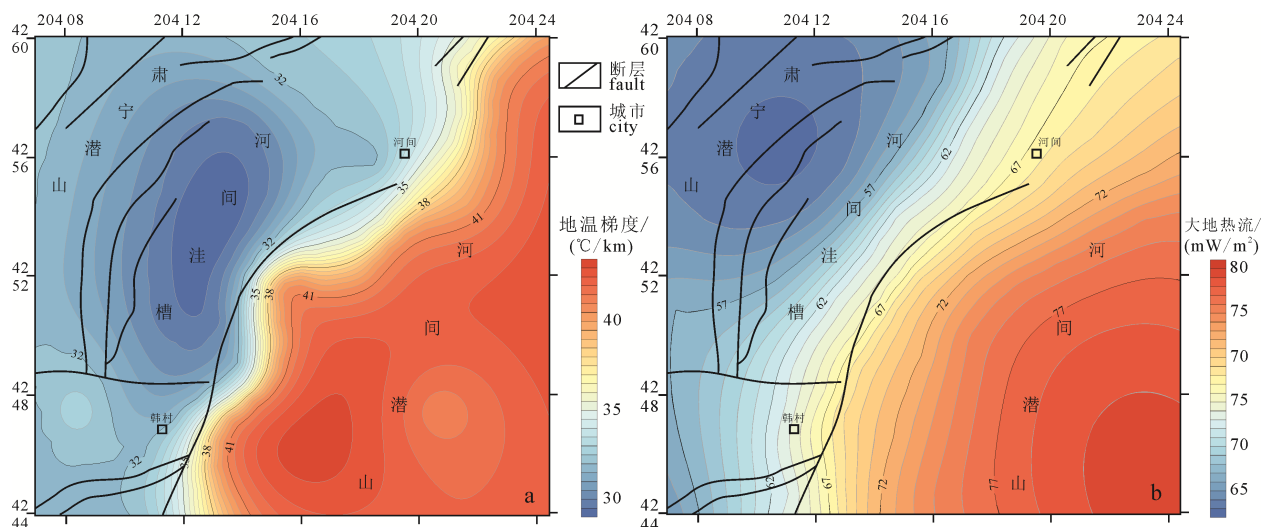


图 2 河间潜山地温梯度(a)和大地热流(b)分布图

Fig. 2 Hejian buried hill gradient distribution map (a) and heat flow distribution map (b)

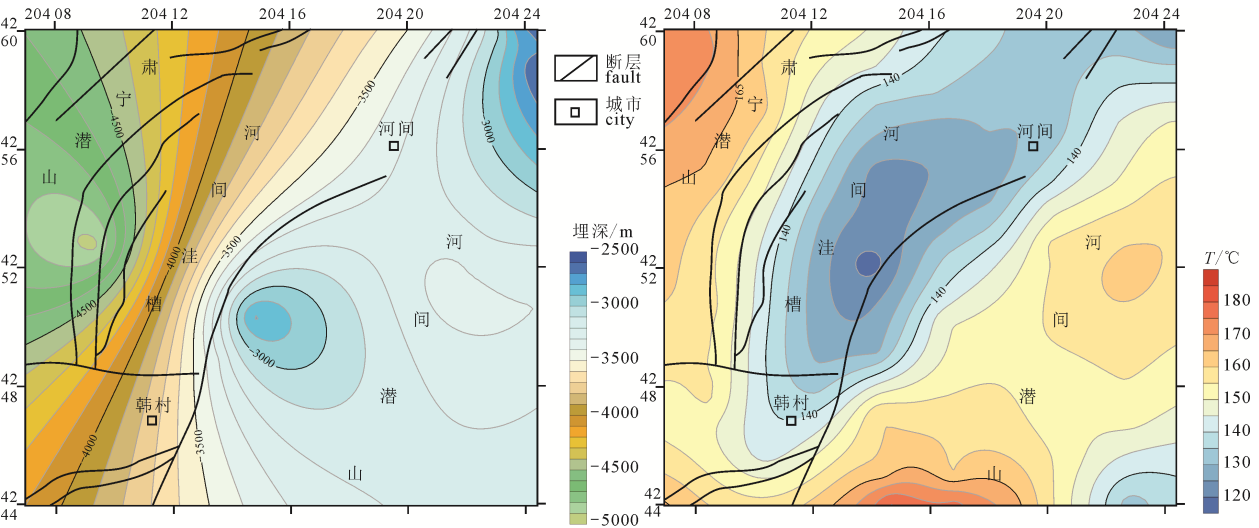


图 3 河间潜山雾迷山组顶面埋深(a)及顶面温度(b)分布图
Fig. 3 Hejian buried hilltop surface burial depth of (a) and surface burial temperature (b) of Jxw distribution map

2.2.2 模型参数与边界条件

模型中涉及的盖层及热储层岩石物理性质如表 1 所示。

模型中压力梯度值近似设置为 0.01 MPa/m, 模型底部设置恒定热流值 73.4 mW/m², 热储层埋深以及温度根据图 4、图 5 进行设置, 其余边界设置遵循实际并进行合理的理想化处理。

2.2.3 水热耦合模型

利用 COMSOL Multiphysics 软件的内置几何处理器建立了含注采井的三维雾迷山组白云岩储层模型, 如图 4 所示。

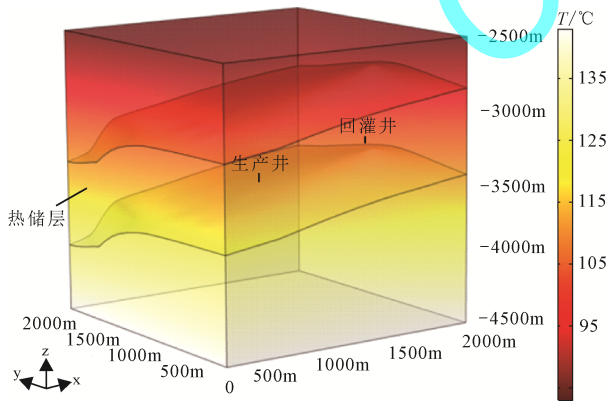


图 4 河间潜山雾迷山组地层模型
Fig. 4 Hejian buried hill stratum model of Jxw

表 1 盖层及热储层岩石物理性质
Table 1 Physical properties of cap rock and thermal reservoir

	孔隙度	渗透率 /mD	恒压热容 /(J/(kg·°C))	热导率 /(W/(m·°C))
盖层	0.225	9.21×10^{-5}	875	2.10
热储层	0.064	1.67×10^{-5}	705	3.65

3 模拟结果及讨论

3.1 生产井与回灌井距离

冀中拗陷及其周缘地区砂岩热储层地热井开采量一般为 55~70 L/s(张红波, 2017; 段忠丰等, 2020; 罗宁等, 2021), 白云岩具有更高的孔隙度和渗透率, 故可以适当设置更高的开采流量, 结合该区域已有地热井的实际数据, 在模拟中设置基础开采量为 50 L/s。回灌温度设置为 40 °C。

生产井和回灌井的井距是影响地热资源开发的一个重要因素(张杰和谢经轩, 2021)。研究区域的地热资源是水热型地热资源, 在井中循环的地下水充当生产井与回灌井之间的热介质, 井距过大会造成地下水在生产井和回灌井之间的流动受阻, 回灌效果不明显; 井距过小时又会过早造成热突破现象, 生产井温度在短时间内迅速降低(曲占庆等, 2017; 戴明刚等, 2019)。综合现有生产资料设置井距, 分别为 400 m、500 m、600 m、700 m、800 m、900 m。

对比不同生产参数对水热型地热生产经济效益的影响时, 引入生产率这一概念:

$$\Delta Z = 0.001 \cdot M \cdot C_w \cdot \rho_w \cdot (T_p - T_{inj}) \tag{1}$$

其中 ΔZ 为生产率, 单位为 W; M 为生产流量, 单位为 L/s; C_w 为地下水的比热容, 单位为 J/(kg·°C); ρ_w 为地下水的密度, 单位为 kg/m³; T_p 为生产温度, 单位为 °C; T_{inj} 为回灌温度, 单位为 °C。

河间潜山井距为 500 m 时, 40 年冷锋面推至生产井(图 5a); 而井距为 900 m 时, 100 年冷锋面未推至生产井(图 5b)。地热资源开发对于储层温度的影响随着时间的增大范围逐步扩大, 井距过小时会在较短的时间内发生热突破。

分析结果(图 6), 井距小于 800 m 时, 均在

100 年之前发生热突破。井距大于等于 800 m 时, 到 100 年时未发生热突破现象。理论上只要年数足够长, 均可发生热突破现象, 而发生热突破现象之前的生产井温度曲线为一个先增大后减小的过程。前期温度上升可能是由于深层地下热水受到回灌水流的影响而向上流动, 造成生产井温度增大; 后期生产井温度随着时间的推移而减小, 可能是由于地层热量被提取过多, 地下热水无法及时取得热量, 地热生产以及回灌对于周边地层温度影响的范围随时间推迟逐渐增大。

3.2 生产参数

除生产井和回灌井井距之外, 开采流量和回灌温度也是地热资源生产中的重要影响因素。保持井

距为 800 m, 开采量分别设置为 50 L/s、60 L/s、70 L/s, 回灌温度分别设置为 35 °C、40 °C、45 °C。分析结果(图 7), 开采量相较于回灌液温度对于生产井温度的影响更大, 更大的开采量会使得生产井温度在短时间内迅速升高, 而后快速降低, 同时使热突破提前, 回灌温度为次要因素, 更低的回灌温度会使得储层温度下降幅度升高。在 800 m 井距下, 综合生产温度以及生产率, 得到模拟区域最适宜的生产流量为 60 L/s, 回灌温度为 35 °C。由模拟结果进行地热可开采资源量的动态预测, 模拟区域总可开采量为 6.32×10^{16} J, 每年可采量为 6.32×10^{14} J。采用加权平均法, 研究区域热负荷指标为 46 W/m², 算得可供暖面积为 1.22×10^6 m²。

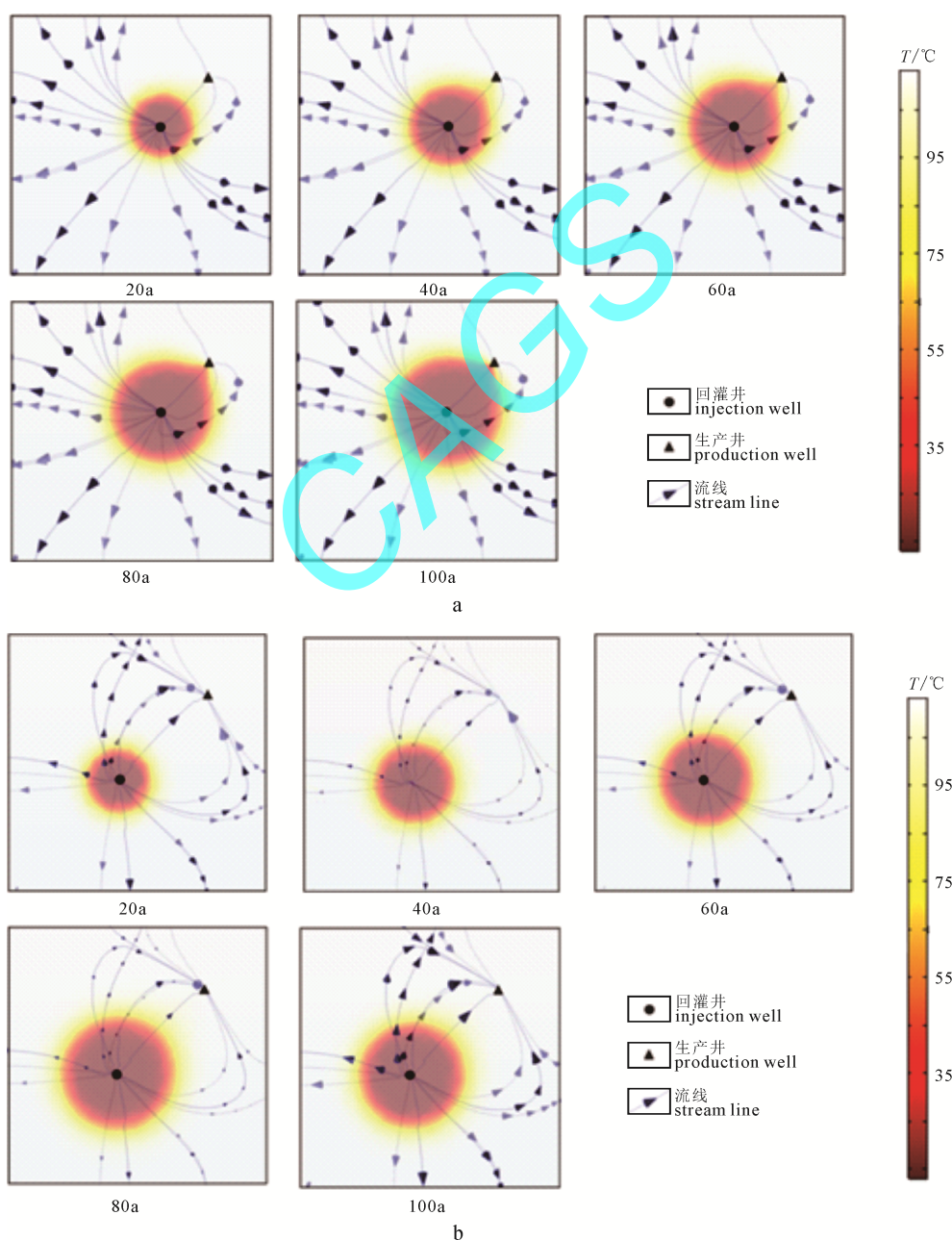


图 5 河间潜山采灌井井距为 500 m (a)及 900 m (b)下储层温度的时间响应

Fig. 5 Time response of reservoir temperature at 500 m (a) and 900 m (b) well spacing of mining and irrigation wells in Hejian buried hill

3.3 双采双灌

随着地热开发利用的逐步规模化, 地热井数量增多, 形成群井采灌模式, 这些群井开采的不同对井之间可能存在相互作用。但中深层地热资源开采的过程中, 回灌井的流量实际上也是受限制的, 其上限流量与生产井的非常接近(阮传侠等, 2017b; 曹瑛倬等, 2021)。所以此次研究中模拟两个生产井和两个回灌井的采灌井网, 设置不同的相对位置, 如图 8a、b 所示。同侧井距经过模拟之后选择 700 m 为最佳井距, 开采流量 60 L/s, 回灌温度 35 °C, 得到的河间潜山模拟区域生产井温度以及生产率如图 8c、d 所示。

方案一相对于方案二而言, 可以更好地维持生产井温度, 在河间潜山地区可以采取方案一进行开采。采取方案一进行开采, 生产井 a 总可开采量为 6.31×10^{16} J, 每年可采量 6.31×10^{14} J, 可供暖面积为 1.217×10^6 m²; 生产井 b 总可开采量为 6.32×10^{16} J,

每年可采量 6.32×10^{14} J, 可供暖面积为 1.219×10^6 m²。双采双灌与单采单灌的方案相比较, 单井可采资源量以及可供暖面积相差较小。

本次结果与罗宁等(2021)对雄安新区容东安置区古潜山、张红波(2017)对于东营凹陷中央隆起带、Kong et al.(2017)对于给定情境下的结果相比具有一定的差异, 反映了研究区域地热地质条件、构造条件以及地热开发年限对于模拟结果的影响。此次模拟中所用的模型较为简化, 未考虑除热储层之外地层的形状以及厚度。建立更为精细可靠的模型需要进行群井示踪实验, 以便进一步厘清研究区域热储中存在的优势通道。区域内地下水的流速较小, 故适当忽略其从横向上对于地热回灌的影响。群井采灌模拟时仅模拟了双采双灌的情况, 所得到的结果有一定的局限性, 但对河间潜山地热资源开发、其他地区可采地热资源量动态预测、确定地热资源开采参数、进行地热资源井网布置等仍具有一定

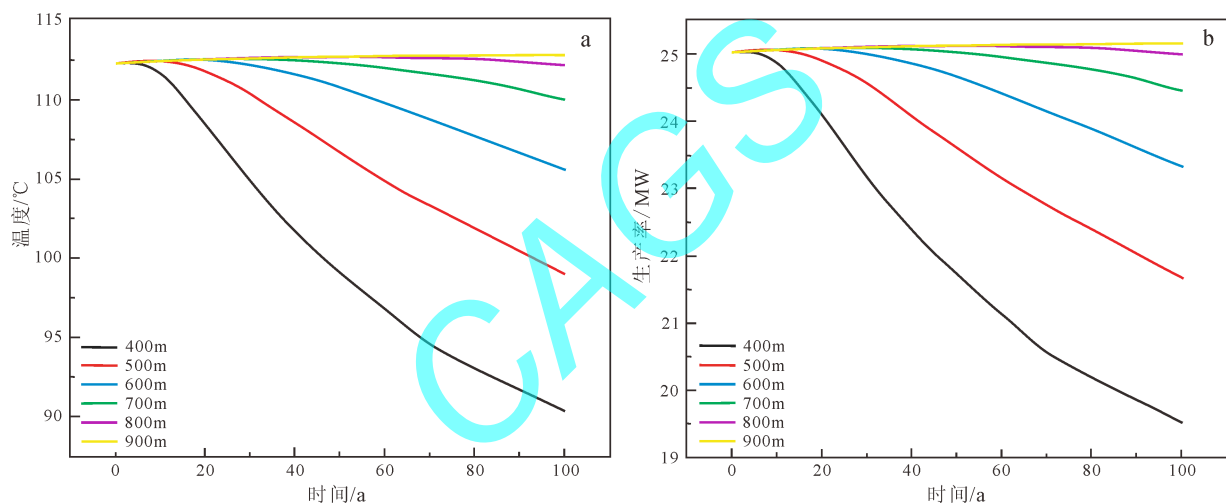


图 6 河间潜山不同井距下生产温度与生产率

Fig. 6 Production temperature and productivity under different well spacing in Hejian buried hill

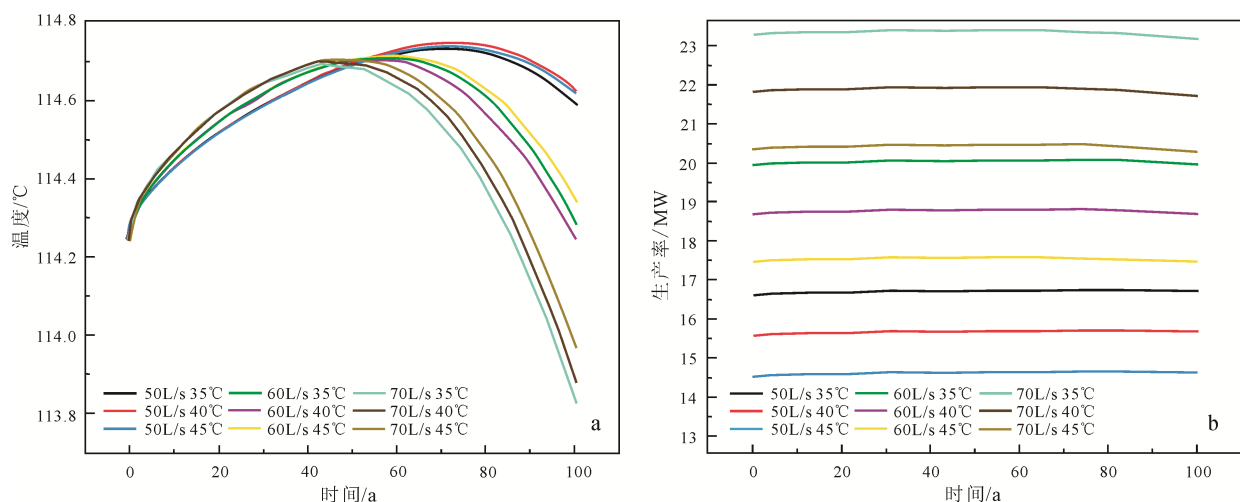


图 7 河间潜山不同开采量与回灌液温度(a)对生产率(b)影响

Fig. 7 Influence of different production mass flow rate and temperature of recharging fluid (a) on productivity (b) in Hejian buried hill

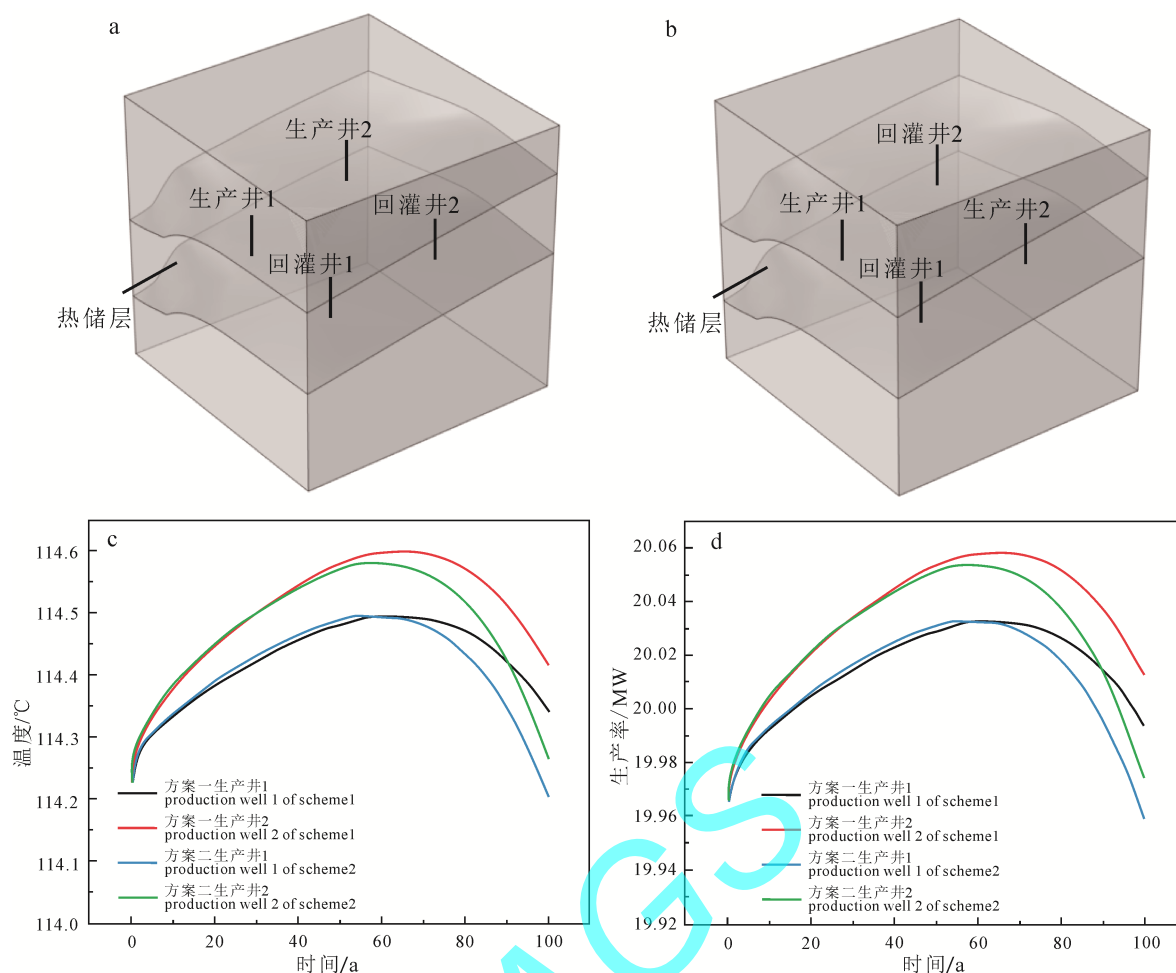


图8 河间潜山双采双灌方案一(a)及方案二(b)示意图和其对生产温度(c)、生产率(d)的影响
Fig. 8 Schematic diagram of Scheme 1 (a) and Scheme 2 (b) of double mining and double irrigation in buried hill and its influence on production temperature(c) and productivity (d)

指导意义。此外还需在此基础上进行热储层敏感性分析和堵塞成因分析,以预估热储回灌难度,选择更为合理的回灌技术。

4 结论

(1)河间潜山地温梯度为 $29.8 \sim 44.5$ $^{\circ}\text{C}/\text{km}$ 之间,平均值为 40.7 $^{\circ}\text{C}/\text{km}$ 。大地热流值介于 $64.8 \sim 80.6$ mW/m^2 之间,平均值为 73.4 mW/m^2 ,具有良好的地热地质条件、较高的地温梯度以及大地热流,拥有相对较好的水热型地热资源,开发潜力巨大。

(2)对河间潜山地热资源开采的采灌井井距、生产流量、回灌液温度进行水热耦合模拟,河间潜山合理开采井距为 800 m,开采流量 60 L/s,回灌温度 35 $^{\circ}\text{C}$ 。模拟区域总可开采量为 6.32×10^{16} J,每年可采量为 6.32×10^{14} J,可供暖面积为 1.22×10^6 m^2 。

(3)双采双灌井网模式下,生产井和回灌井在同侧的布井方式对于储层温度的影响较小,可以延缓热突破的时间。

Acknowledgements:

This study was supported by National Natural Science Foundation of China (No. 42172334), and National Key Research & Development Program of China (No. 2021YFA0716003).

参考文献:

- 曹瑛俦, 鲍志东, 鲁锴, 徐世琦, 王贵玲, 袁淑琴, 季汉成. 2021. 冀中拗陷雄县地热田主控因素及成因模式[J]. 沉积学报, 39(4): 863-872.
- 常健, 邱楠生, 赵贤正, 许威, 徐秋晨, 金凤鸣, 韩春元, 马学峰, 董雄英, 梁小娟. 2016. 渤海湾盆地冀中拗陷现今地热特征[J]. 地球物理学报, 59(3): 1003-1016.
- 戴明刚, 雷海飞, 胡甲国, 郭新锋, 马鹏鹏, 张家云. 2019. 雄安新区顶面埋深在 3500 m 以浅的中元古界热储可采地热资源量和开发参数评估[J]. 地质学报, 93(11): 2874-2888.
- 段忠丰, 李福来, 巩亮, 杨永红, 李晓燕. 2020. 基于水热耦合模拟的油气区地热开发井网布局[J]. 天然气工业, 40(10): 156-162.
- 葛许芳, 唐瑾, 吴郁, 吴忠. 2003. 冀中拗陷河间南潜山油藏勘探技术[J]. 石油勘探与开发, 30(1): 54-56.
- 胡秋韵, 高俊, 马峰, 赵志宏, 刘桂宏, 王贵玲, 张薇, 朱喜,

- 张保健, 邢一飞. 2020. 雄安新区容城凸起区地热可采资源量动态预测[J]. 地质学报, 94(7): 2013-2025.
- 蒋林, 季建清, 徐芹芹. 2013. 渤海湾盆地应用增强型地热系统(EGS)的地质分析[J]. 地质与勘探, 49(1): 167-178.
- 孔彦龙, 黄永辉, 郑天元, 陆仁超, 潘晟, 邵亥冰, 庞忠和. 2020. 地热能可持续开发利用的数值模拟软件 OpenGeoSys: 原理与应用[J]. 地学前缘, 27(01): 170-177.
- 李成海, 田建章, 金芳, 高园, 李晓燕, 卢永合, 赵铁东, 陈源裕, 王标. 2019. 饶阳凹陷河间变质岩潜山内幕油气成藏模式与勘探方向[J]. 中国石油勘探, 24(6): 781-790.
- 刘志涛, 刘帅, 宋伟华, 杨询昌, 周群道. 2019. 鲁北地区砂岩热储地热尾水回灌地温场变化特征分析[J]. 地质学报, 93(S1): 149-157.
- 罗宁, 张军, 李健敏, 辛守良. 2021. 雄安新区及其周边古潜山地热资源开发利用前景[J]. 天然气工业, 41(7): 160-171.
- 曲占庆, 张伟, 郭天魁, 孙江, 田雨, 李小龙. 2017. 基于 COMSOL 的储层参数与层理缝对地热能影响规律研究[J]. 地球物理学进展, 32(6): 2374-2382.
- 阮传侠, 冯树友, 沈健, 林黎, 江国胜. 2017a. 天津滨海新区地热资源循环利用研究——馆陶组热储回灌技术与示范[J]. 地质力学学报, 23(3): 498-506.
- 阮传侠, 沈健, 李立亮, 刘荣光, 牟双喜. 2017b. 天津市滨海新区东丽湖地区基岩热储回灌研究[J]. 地质通报, 36(8): 1439-1449.
- 孙杉, 谢家声, 李桂茹, 邱纯一. 1982. 冀中拗陷地下水的氢和氧同位素组成与成因[J]. 石油与天然气地质, 3(3): 240-250.
- 王贵玲, 蔺文静. 2020. 我国主要水热型地热系统形成机制与成因模式[J]. 地质学报, 94(7): 1923-1937.
- 王钧, 周家平. 1991. 河间地区的地热资源特征及其开发利用中的问题[J]. 农业工程学报, 7(3): 53-57.
- 吴涛, 胡金宽, 周兴海, 时逢峰, 叶秋焱, 李成海, 徐振旺. 2017. 逆时偏移技术在河间潜山内幕成像中的应用[J]. 中国石油勘探, 22(2): 110-115.
- 张红波. 2017. 地热资源可循环利用井网模式评价方法——以东营凹陷中央隆起带地热田为例[J]. 油气地质与采收率, 24(1): 86-91.
- 张杰, 谢经轩. 2021. 多分支井增强型地热开发系统设计与产能评价[J]. 天然气工业, 41(3): 179-188.
- 赵利杰, 蒋有录, 刘华, 庞玉茂. 2012. 饶阳凹陷留西—留北地区新近系地层水特征及其与油气分布的关系[J]. 地球科学与环境学报, 34(2): 57-63.
- 周家平, 王钧. 1990. 河间地区的地热特征及其与地质构造的关系[C]//1990 年中国地球物理学会第六届学术年会论文集: 253.
- 周瑞良. 1987. 华北平原北部深层地下水活动及其对地温场的影响[J]. 中国地质科学院 562 综合大队集刊, (6): 17-35.
- 邹华耀, 向龙斌, 梁宏斌, 朱庆忠. 2001. 冀中拗陷潜山油气运聚动力学特征及其类型[J]. 地球科学, 26(1): 67-72.
- 左银辉, 邱楠生, 常健, 郝情情, 李宗星, 李佳蔚, 李文正, 谢彩虹. 2013. 渤海湾盆地中、新生代岩石圈热结构研究[J]. 地质学报, 87(2): 145-153.

References:

- CAO Ying-zhuo, BAO Zhi-dong, LU Kai, XU Shi-qi, WANG Gui-ling, YUAN Shu-qin, JI Han-cheng. 2021. Genetic model and main controlling factors of the Xiongxi'an Geothermal Field[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 39(4): 863-872(in Chinese with English abstract).
- CHANG Jian, QIU Nan-sheng, ZHAO Xian-zheng, XU Wei, XU Qiu-chen, JIN Feng-ming, HAN Chun-yuan, MA Xue-feng, DONG Xiong-ying, LIANG Xiao-juan. 2016. Present-day geothermal regime of the Jizhong depression in Bohai Bay basin, East China[J]. Chinese Journal of Geophysics, 59(3): 1003-1016(in Chinese with English abstract).
- DAI Ming-gang, LEI Hai-fei, HU Jia-guo, GUO Xin-feng, MA Peng-peng, ZHANG Jia-yun. 2019. Evaluation of recoverable geothermal resources and development parameters of Mesoproterozoic thermal reservoir with the top surface depth of 3500 m and shallow in Xiong'an New Area[J]. Acta Geologica Sinica, 93(11): 2874-2888(in Chinese with English abstract).
- DUAN Zhong-feng, LI Fu-lai, GONG Liang, YANG Yong-hong, LI Xiao-yan. 2020. Geo-thermal development well spacing patterns based on hydrothermal coupled modeling in oil-gas bearing areas[J]. Natural Gas Industry, 40(10): 156-162(in Chinese with English abstract).
- GE Xu-fang, TANG Jin, WU Yu, WU Zhong. 2003. Exploration technology of Hejiannan buried hill oil reservoir in Jizhong depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 30(1): 54-56(in Chinese with English abstract).
- GELET R, LORET B N. 2012. KhaliliA thermo-hydro-mechanical coupled model in local thermal non-equilibrium for fractured HDR reservoir with double porosity[J]. Journal of Geophysical Research Atmospheres, 117.
- HU Qiu-yun, GAO Jun, MA Feng, ZHAO Zhi-hong, LIU Gui-hong, WANG Gui-ling, ZHANG Wei, ZHU Xi, ZHANG Bao-jian, XING Yi-fei. 2020. Dynamic prediction of geothermal recoverable resources in the Rongcheng uplift area of the Xiong'an New Area[J]. Acta Geologica Sinica, 94(7): 2013-2025(in Chinese with English abstract).
- JIANG Lin, JI Jian-qing, XU Qin-qin. 2013. Geologic analysis on the prospects of the enhanced geothermal system (EGS) in the Bohai Bay Basin[J]. Geology and Exploration, 49(1): 167-178(in Chinese with English abstract).
- KONG Yan-long, HUANG Yong-hui, ZHENG Tian-yuan, LU Ren-chao, PAN Sheng, SHAO Hai-bing, PANG Zhong-he. 2020. Principle and application of OpenGeoSys for geothermal energy sustainable utilization[J]. Earth Science Frontiers, 27(1): 170-177.
- KONG Yan-long, PANG Zhong-he, SHAO Hai-bing, KOLDITZ O. 2017. Optimization of well-doublet placement in geothermal reservoirs using numerical simulation and economic analysis[J]. Environmental Earth Sciences, 76: 118.
- LI Cheng-hai, TIAN Jian-zhang, JIN Fang, GAO Yuan, LI

- Xiao-yan, LU Yong-he, ZHAO Tie-dong, CHEN Yuan-yu, WANG Biao. 2019. Hydrocarbon accumulation models and exploration direction inside Hejian metamorphic buried hills in Raoyang sag[J]. *China Petroleum Exploration*, 24(6): 781-790(in Chinese with English abstract).
- LIU Zhi-tao, LIU Shuai, SONG Wei-hua, YANG Xun-chang, ZHOU Qun-dao. 2019. Change characteristics of geothermal field for geothermal return water reinjection of sandstone reservoir in the northern Shandong[J]. *Acta Geologica Sinica*, 93(S1): 149-157(in Chinese with English abstract).
- LUO Ning, ZHANG Jun, LI Jian-min, XIN Shou-liang. 2021. Development and utilization prospect of the geothermal resources in the buried hills of the Xiong'an New Area and its periphery[J]. *Natural Gas Industry*, 41(7): 160-171(in Chinese with English abstract).
- O'SULLIVAN M J, PRUESS K, LIPPMANN M J. 2001. State of the art of geothermal reservoir simulation[J]. *Geothermics*, 30(4): 395-429.
- PANG Zhong-he, PANG Ju-mei, KONG Yan-long, GUO Shi-yan, WANG Shu-fang, HUANG Yong-hui, LUO Ji, HU Sheng-biao. 2020. Large-scale karst thermal storage identification method and large-scale sustainable mining technology[J]. *Science & Technology for Development*, 16(Z1): 299-306(in Chinese with English abstract).
- POLLACK H N, HURTER S J, JOHNSON J R. 1993. Heat flow from the Earth's interior—Analysis of the global data set[J]. *Reviews of Geophysics*, 31(3): 267-280.
- QU Zhan-qing, ZHANG Wei, GUO Tian-kui, SUN Jiang, TIAN Yu, LI Xiao-long. 2017. Research on the effect of geothermal reservoir parameters and bedding fractures on geothermal deliverability based on COMSOL[J]. *Progress in Geophysics*, 32(6): 2374-2382(in Chinese with English abstract).
- RUAN Chuan-xia, FENG Shu-you, SHEN Jian, LIN Li, JIANG Guo-sheng. 2017a. A study on the recycling utilization of geothermal resources in Binhai New Area, Tianjin—Study and demonstration of thermal storage and reinjection technology of Guantao reservoir[J]. *Journal of Geomechanics*, 23(3): 498-506(in Chinese with English abstract).
- RUAN Chuan-xia, SHEN Jian, LI Li-liang, LIU Rong-guang, MOU Shuang-xi. 2017b. Researches on the reinjection of Dongli Lake bedrock reservoir in Binhai New Area, Tianjin[J]. *Geological Bulletin of China*, 36(8): 1439-1449(in Chinese with English abstract).
- SUN Bin, XIE Jia-sheng, LI Gui-ru, QIU Chun-yi. 1982. Hydrogen and oxygen isotopic composition and genesis of the ground water in Jizhong Depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 3(3): 240-250(in Chinese with English abstract).
- UNGEMACH P. 2003. Reinjection of cooled geothermal brines into sandstone reservoirs[J]. *Geothermics*, 32(4-6): 743-761.
- WANG Gui-ling, LIN Wen-jing. 2020. Main hydro-geothermal systems and their genetic models in China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 94(7): 1923-1937(in Chinese with English abstract).
- WANG Jun, ZHOU Jia-ping. 1991. Geothermal resources characteristic and utilizing problem in Hejian County[J]. *Transactions of the Chinese Society of Agricultural Engineering*, 7(3): 53-57(in Chinese with English abstract).
- WANG Zhu-ting, ZHANG Chao, JIANG Guang-zheng, WANG Yi-bao, HU Sheng-biao. 2021. Effect of different exploitation schemes on production performance from the carbonate reservoir: A case study in Xiong'an new area[J]. *Journal of Cleaner Production*, 314: 128050.
- WU Tao, HU Jin-kuan, ZHOU Xing-hai, SHI Feng-feng, YE Qiu-yan, LI Cheng-hai, XU Zhen-wang. 2017. Application of reverse-time migration technique in imaging of Hejian buried-hill inside[J]. *China Petroleum Exploration*, 22(2): 110-115(in Chinese with English abstract).
- ZHANG Hong-bo. 2017. A well pattern evaluation method for geothermal resource recycling—A case study of geothermal field in the central uplift belt of Dongying sag[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 24(1): 86-91(in Chinese with English abstract).
- ZHANG Jie, XIE Jing-xuan. 2021. Design and productivity evaluation of multi-lateral well enhanced geothermal development system[J]. *Natural Gas Industry*, 41(3): 179-188(in Chinese with English abstract).
- ZHAO Li-jie, JIANG You-lu, LIU Hua, PANG Yu-mao. 2012. Characteristics of Neogene formation water and its response to hydrocarbon distribution in Liuxi-Liubei Area of Raoyang Sag[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 34(2): 57-63(in Chinese with English abstract).
- ZHOU Jia-ping, WANG Jun. 1990. Geothermal characteristics of the Hejian area and its relationship to geological formations. [C]//1990 Proceedings of the 6th Annual Conference of the Chinese Geophysical Society: 253.
- ZHOU Rui-liang. 1987. The activity of deep underground water in the northern part of the North China Plain and its effect on the geothermal field[J]. *Bulletin of the 562 Comprehensive Geological Brigade Chinese Academy of Geological Sciences*, (6): 17-35(in Chinese with English abstract).
- ZOU Hua-yao, XIANG Long-bin, LIANG Hong-bin, ZHU Qing-zhong. 2001. Dynamic models of petroleum migration and accumulation for Paleozoic-Proterozoic buried hills in Jizhong Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Earth Science*, 26(1): 67-72(in Chinese with English abstract).
- ZUO Yin-hui, QIU Nan-sheng, CHANG Jian, HAO Qing-qing, LI Zong-xing, LI Jia-wei, LI Wen-zheng, XIE Cai-hong. 2013. Meso-Cenozoic lithospheric thermal structure in the Bohai Bay Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 87(2): 145-153(in Chinese with English abstract).