

# 影响地热尾水回灌的地质因素分析

## ——以胜利油田地热供暖项目为例

赵焕

(中国石化集团胜利石油管理局有限公司经营管理部, 山东 东营 257000)

**【摘要】**胜利油田深层地热开发以砂岩热储为主, 地热采出水具有矿化度高, 易产生结垢、结盐等现象, 导致地热回灌井回灌压力上升快、回灌率低。本文结合胜利地热项目开展情况, 建立针对性的地地区块开发机理数值模拟表征模型, 通过开展不同地质参数条件下影响尾水回灌规律的拟合分析, 进行影响地热尾水回灌的地质因素分析, 得出了水层渗透率、水层厚度和静液面深度是影响地热井回灌能力的主要地质因素。通过开展地热井采灌数值模拟分析, 形成了砂岩热储地热井网优化方法, 确定了华瑞、海洋、宏祥合理灌采井数比, 为油田供暖项目的采灌优化提供了技术思路。

**【关键词】**尾水回灌; 地质因素; 数值模拟; 回灌能力

胜利油区地处渤海湾盆地济阳拗陷, 地热资源十分丰富, 热储主要开发层系有馆下段、东一段、东二段、东三段、沙三上、沙三中、奥陶—寒武系等七个纵向热储单元。其中馆下段热储温度较低, 分布面积广, 地热资源量较大, 馆下一东三段热储主要以60—90℃低温热水资源为主, 沙三上、沙三中和古生界热储以90—150℃中温地热资源为主, 济阳拗陷具有开发地热的先天资源优势, 油田生产和生活较大的用热量需求也迫切需要地热资源的高效开发利用<sup>[1]</sup>。

对于深层地热资源开发, 由于地热尾水矿化度高, 结垢、结盐等多种因素, 导致回灌压力上升快、回灌率低, 综合回灌率仅为15.6%, 国内外回灌效果较好储层是岩溶储层、裂隙型储层, 孔隙型砂岩回灌效果较差, 表现在灌量小、回灌衰减快, 究其原因回灌通道堵塞以及水岩作用造成。单靠提压回灌会大幅增加回灌成本, 影响地热项目的经济运行。由于尾水回灌仅采取自然回灌方法, 无有效的地热尾水处理技术, 导致回灌压力上升及回灌量的减少, 因为前期对地热开发地质影响因素及提效措施分析较少, 导致地热项目整体缺乏经济有效的回灌及解堵技术, 影响了地热再利用项目的运行。因此, 开展地热尾水回灌地质影响因素分析对扩大胜利砂岩储层地热利用规模及效果具有重要的意义。

### 一、回灌井回灌能力地质影响因素研究

2013年以来, 油田开展了地热余热资源调查评价和需求调研, 编制完成了《胜利油田地热资源2013—2020年发展规划》, 启动了地热余热应用技术和经济研究, 投运了聚园地源热泵代油供暖、胜采信

息楼地源热泵冷热联供、华瑞地热代油供暖、鲁胜集油站污水余热回收先导试验等供暖项目。项目的实施实现了污染零排放, 对调整能源结构、改善大气质量和生态环境起到了积极作用, 积累了丰富的地热开发经验。但前期主要研究方向集中在地面条件的优化方面, 对地热田开发过程中的地质影响因素分析较少。

通过建立数值模型, 结合生产实际模拟一抽一灌模型对回灌过程中的渗透率、水层厚度、表皮系数及静液面深度等因素进行了研究。基准方案参数取值见表1, 其中抽水井以85m<sup>3</sup>/h的速度产水, 回灌井分别设置不加压回灌和加压回灌两种方式。

表1 基准方案参数取值表

| 参数 | 渗透率 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> | 水层厚度 m | 表皮系数 | 静液面深度 m |
|----|--------------------------------------|--------|------|---------|
| 取值 | 2000                                 | 100    | 0    | 10      |

#### (一) 压力影响

通过数值模拟曲线发现, 随着回灌量的增加, 近井地带压力增大, 扩展半径增大, 回灌难度越来越大。不加压条件下, 回灌量随回灌时间的变化曲线。由于采用了一抽一灌模型, 采灌井位于模型角部, 因此抽灌量设置为实际抽灌量的1/4。可以看出, 在基准方案条件下, 全回灌可以持续30天左右, 30天后回灌能力迅速降低。在85m<sup>3</sup>/h回灌速度的条件下, 采用加压回灌方式进行回灌, 随着回灌压力的不断增加, 在1个供暖期(120天)结束时, 回灌压力增加至0.46MPa左右<sup>[1]</sup>。

#### (二) 渗透率影响

通过对国内回灌井水文地质条件和实际回灌效率

调研可知：含水层颗粒粒径越大，渗透性越好，单井回灌量为 45-85 m<sup>3</sup>/h，单井回灌效率可达到 50-100%；含水层厚度较大，含粗砂且渗透性好的地层，单井回灌量为 20-48 m<sup>3</sup>/h，单井回灌效率可达到 25-76.2%；含水层薄、颗粒细的水层，回灌量为 13-39.2 m<sup>3</sup>/h，单井回灌效率可达到 27-74.6%<sup>[1]</sup>。渗透系数又称水力传导系数，在各向同性介质中，它定义为单位水力梯度下的单位流量，表示流体通过孔隙骨架的难易程度，其表达公式为： $\kappa = k\rho g/\eta$ ，其中： $k$  为孔隙介质的渗透率，只与固体骨架的性质有关； $\kappa$  为渗透系数； $\eta$  为动力粘滞性系数； $\rho$  为流体密度； $g$  为重力加速度。在各向异性介质中，渗透系数以张量形式表示，渗透系数愈大，岩石透水性愈强。强透水的粗砂砾石层渗透系数  $> 10$  m/d；弱透水的亚砂土渗透系数为 1~0.01 m/d；不透水的粘土渗透系数  $< 0.001$  m/d。由此可知土壤渗透系数决定于土壤质地。

通过对海洋地热项目的地热层渗透率进行拟合，其渗透率为  $600 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，折合渗透系数 10.368 m/d。对照岩层渗透率经验值可知，海洋采油厂基地供暖项目的东营组地热层位岩性介于细砂和中砂岩之间。含水层渗透系数  $K$  值的大小与回灌量成正比， $K$  值越大，含水层厚度越大，回灌越容易。由于该地含水层较厚，当渗透系数大于 15 m/d 时，单井回灌量一般在 45 m<sup>3</sup>/h 以上，单井回灌率大部分可达 50% 以上；当渗透系数  $K$  值在 6-8 m/d 时，单井回灌量可达 31-39.2 m<sup>3</sup>/h，单井回灌率 71.2-100%。

水层渗透率为 500、1000、2000 和  $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  条件下，不加压回灌量和保持全回灌条件下回灌压力的变化结果所示，不同渗透率全回灌期和回灌压力变化所示。可以看出，渗透率越低，全回灌时间越短，当渗透率低于  $1000^{-3} \mu\text{m}^2$  时自然回灌达不到回灌速度要求；渗透率增加，全回灌时间增长，但不能达到 1 个供暖期的全部自然回灌的要求；保持 85 m<sup>3</sup>/h 的回灌速度，采用加压回灌后，回灌压力随渗透率降低而减小<sup>[2]</sup>。

### （三）水层厚度影响

模拟水层厚度为 50、100、150 和 200 m 条件下，不加压回灌量和保持全回灌条件下回灌压力变化所示，不同水层厚度全回灌期和回灌压力变化所示。可以看出，水层厚度越大，全回灌时间越长，当厚度低于 80 m 时，自然回灌达不到回灌速度要求；水层厚度增加，全回灌时间增长，当厚度达到 125 m 左右，可以实现 1 个供暖期全部自然回灌的要求；保持 85 m<sup>3</sup>/h 的回灌速度，采用加压回灌后，回灌压力随

渗水层厚度减小而减小。当水层厚度高于 100 m 后，全回灌期呈线性增加。

### （四）表皮系数影响

表皮系数反映了近井地带的堵塞情况，正表皮表征堵塞程度，负表皮表征解堵程度。由于注水污染或酸化处理，近井地层的渗透率将发生变化，因此会产生附加阻力。引入表皮后可以认为近井地层的渗透率未发生变化，从而避免了因近井地层渗透率发生变化所造成的数学处理困难<sup>[3]</sup>。表皮所造成的阻力大小由表皮系数  $S$  表示。任何引起井筒附近流线发生改变的流动限制，都会产生正表皮系数，通过酸化可以降低回灌水井的表皮系数。可以看出，酸化表皮系数介于 -2.5~0 之间。

表皮系数为 -4、-2、0、2、4 时，不加压回灌量和保持全回灌条件下回灌压力变化所示，不同表皮系数全回灌期和回灌压力变化所示。可以看出，表皮系数大于 0 时回灌井堵塞，表皮系数越大，全回灌时间越短；当表皮系数高于 3 时，自然回灌达不到回灌速度要求；表皮系数小于 0，反映酸化解堵作用，表皮系数越低，全回灌时间增长，当表皮系数低于 -3 时，可以实现 1 个供暖期全部自然回灌的要求；保持 85 m<sup>3</sup>/h 的回灌速度，采用加压回灌后，回灌压力随表皮系数减小而减小。

### （五）静液面深度影响

静液面深度反映水层压力的大小。静液面深度为 5、10、20、30 m 时，不加压回灌条件下回灌量和保持全回灌条件下回灌压力变化所示；不同静液面深度全回灌期和回灌压力变化可以看出，静液面深度越大，全回灌时间越长，预测静液面深度达到 40 m 时，自然回灌达到 1 个供暖期回灌速度要求；保持 85 m<sup>3</sup>/h 的回灌速度，采用加压回灌后，回灌压力随静液面深度的增加而减小。

### （六）间歇开采参数影响

采用酸化处理近井地带后，假定表皮系数达到 -3.5，其不加压回灌量变化。模拟计算了 3 个供暖周期不加压回灌量变化所示，可以看出首轮解堵后，后续轮次仍然不能达到自然回灌量的要求。不同堵塞程度回灌压力变化所示，可以看出回灌压力随周期增加不断增大，首轮次解堵后，也涉及后续轮次再次堵塞的问题<sup>[4]</sup>。

通过上述分析表明，水层渗透率、水层厚度和静液面深度是影响回灌能力的主要地质因素，无法人为控制与改变。通过调整回灌量数值，保证 1 个供暖期内实现稳定回灌。可以插值获取不同回灌井条件下的合理回灌量。基于以上合理回灌量图版，可以计算

得到不同条件下井区灌采井数比。以静液面深度 10 m 为例,其灌采井数比所示,可以看出随着地层系数的增大,回灌能力增大,灌采井数比降低。

通过对胜利油田主要地热供暖项目灌采井数比进行计算分析可以看出,根据各供暖项目地层参数数值,海洋采油厂基地供暖项目灌采井数比为 3:1 左右,华瑞地热供暖项目和临盘宏祥地热供暖项目灌采井数比为 1.5:1 左右。

## 二、增压回灌可行性分析

### (一) 回灌压力与回灌量对应关系

为准确掌握现场回灌井回灌压力与回灌量对应关系,明确储层吸水量与回灌压力的敏感程度,现场进行了 3 口回灌井吸水能力测试。临 1# 井、临 2# 井、海洋 3# 井回灌承压井口压力呈线性上升趋势,压力每增加 0.5 MPa,回灌量增加约为 26~32%,随压力增加流量增加明显,从储层吸水能力看,具有增压回灌的可行性。

### (二) 增压回灌的经济性分析

通过对海洋、华瑞、宏祥小区按目前回灌量在不同增压压力条件下的能耗费用进行测算可知:随着回灌压力提高,每平方供暖面积的供热成本大幅上升。其中,每增压 1 MPa 回灌压力,宏祥小区运行成本增加最高达 1.5 元/ $\text{m}^2$ ,海洋为 0.7 元/ $\text{m}^2$ ,华瑞小区最低为 0.7 元/ $\text{m}^2$ ,如图 1、图 2 所示。结合吸水能力进行分析,当压力小于 1.5~1.8 MPa 时,增压回灌具有可操作性;当压力高于此值时,则需进行降压增注措施处理<sup>[5]</sup>。

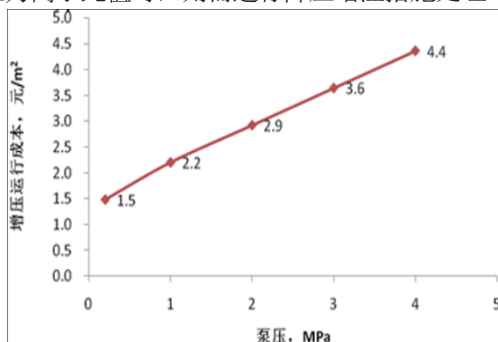


图 1 华瑞供暖成本增加值

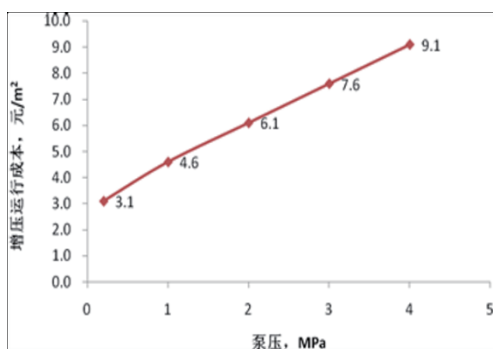


图 2 临盘宏祥供暖成本增加值

## 三、结论

1. 通过整理分析胜利地热项目运行状况,建立了地热区块开发机理数值模拟表征模型,开展影响地热井尾水回灌的地质因素分析,得出了水层渗透率、水层厚度和静液面深度是影响回灌能力的主要地质因素。

2. 通过数值模拟技术研究,开展地热采灌参数影响规律分析,结合地热温度突破规律,形成地热井网优化方法,确定华瑞、海洋、宏祥合理灌采井数比分别为 1.54、3.10、1.48,为下步地热尾水回灌经济回灌的深入分析和实践提供了技术支撑。

3. 结合数值模拟结果,分析海洋、华瑞、宏祥小区按目前回灌量在不同增压压力条件下的能耗费用,随着回灌压力提高,每平方供暖面积供热成本大幅上升,每增压 1 MPa 回灌压力,宏祥小区运行成本增加最高达 1.5 元/ $\text{m}^2$ ,华瑞小区最低为 0.7 元/ $\text{m}^2$ 。通过吸水指数分析,小于 1.8 MPa 压力时,增压回灌具有可操作性。

4. 地热尾水回灌是跨专业、多学科的系统工程,包括地面工程系统、钻完井工程系统、运维系统、控制系统等,本文仅是对影响地热尾水回灌的地质因素进行了简要分析,对地热尾水回灌的其他影响因素:包括钻井工艺、地热水水质、取热温差等,还需要开展更加深入细致的针对性研究工作,提出可行的回灌配套方案,提升地热尾水回灌的技术能力和水平,助力油田新能源产业跨越式发展。

## 参考文献:

- [1] 丁亮,赵彦涛,刘小康.移动式地热尾水回灌装置的研制与应用[J].钻探工程,2023年第3期:P124-129.
- [2] 浦静怡,张晓宏,陈粤强.关中地区中深层地热钻井开发与发展趋势[J].陕西煤炭,2020,39(5):108-111.
- [3] 俱养社,张玉贵.韩城地区中深层钻井取热供暖关键技术[J].钻探工程,2021,48(12):79-85.
- [4] 陈莹,王攀科,吴烨,等.河南兰考地区地热回灌影响因素分析及对策[J].钻探工程,2022,49(6):146-152.
- [5] 杨吉龙,汪大明,牛文超,等.天津地热资源开发利用前景及存在问题[J].华北地质,2022,45(3):1-6.