



# 鲁北砂岩热储地热尾水回灌试验研究

赵季初

(山东省鲁北地质工程勘察院, 山东 德州 253072)

**摘要:**山东省鲁北平原蕴藏有丰富的地热资源,目前得到广泛开发利用的热储为新近纪馆陶组热储与古近纪东营组热储,热储类型为沉积盆地型碎屑岩孔隙—裂隙热储,天然状态下,该类热储中的地热流体基本上处于静止状态,补给极其微弱,地热流体的大量开采造成了热储压力的急剧下降,回灌成为了维持热储压力的必要措施。针对该类热储,国内外进行了大量的回灌试验研究,总体回灌效果不佳,并将原因归结于回灌时热储的堵塞。该文在分析研究区内多次回灌试验成果的基础上,提出了砂岩热储回灌的不同机理,认为合理地布置开采井与回灌井之间的距离,促使开采井与回灌井之间形成水力循环,是解决砂岩热储中回灌难问题的关键。

**关键词:**地热资源;砂岩热储;热储压力;回灌试验;鲁北平原

**中图分类号:**P314.1

**文献标识码:**B

鲁北平原砂岩热储主要包括新近纪馆陶组热储与古近纪东营组热储,地热资源埋深大,天然条件下基本上处于静止状态,地热水的补给微弱,属不可恢复的消耗型资源<sup>①</sup>。地热资源的开采造成了热储压力的急剧下降。此外,该区地热资源主要用于冬季供暖,供暖尾水直接排入城市下水道,不但造成了地热资源的极大浪费,而且对城市污水处理能力提出了更高要求。供暖后尾水水质基本上没有变化,仅温度发生了变化,采用合理的工程措施,将供暖尾水回注热储层,是维持地热资源可持续开发的根本措施。该文总结了区内历次回灌试验情况,对砂岩热储的回灌条件进行了探讨。

## 1 地热回灌研究现状

### 1.1 国际地热回灌现状

地热回灌是维持地热田可持续开发利用的必要措施之一,早在 1969 年,美国加州 Geysers 地热田,针对热储压力下降过大,导致地热田的产汽量和电站的发电能力严重下降的问题,开展了世界上第一个地热回灌项目<sup>[1]</sup>。随后,世界各国的其他地热电站也开展了一系列地热回灌工作。高温地热田多为基岩裂隙热储,回灌所面临的问题主要是“热突破”,

即热储温度的降低问题,合理地选择回灌井的布局,可以实现保持热储流体压力的目的。目前,回灌已成为支持地热电站持续运行的必要措施之一。

最早在沉积盆地型中低温地热田中进行地热尾水回灌试验的是在法国巴黎盆地。1969 年在巴黎附近的 Melunl. Almont 建立了世界上第一个“对井”系统,将采暖之后的地热流体回灌到热储中去。此后,其他国家,如德国也在沉积盆地型地热田的砂岩热储中进行了回灌试验。结果表明,在砂岩热储中进行地热尾水回灌的难度大,国外学者将回灌难的问题归结于回灌时热储的堵塞<sup>[2,3]</sup>,并针对堵塞问题提出了一系列的解决措施,如回灌水源的过滤、加入化学试剂等,但回灌效果仍然不佳。

### 1.2 国内地热回灌现状

1982 年初,我国在北京城区地热田东南部进行了回灌试验,热储层主要为蓟县铁岭组和雾迷山组碳酸盐岩;1996 年,天津市蓟县热储地热回灌研究取得了明显的效果。2001—2002 年,北京在小汤山、北京城区地热田的东南部进行了一个采暖期的回灌试验,小汤山地热田从 2003 年开始逐年增加回灌量,目前北京市地热回灌量达到采暖开采量的 80% 左右,标志着在碳酸盐岩岩溶裂隙热储中进行

收稿日期:2013-05-13;修订日期:2013-07-10;编辑:曹丽丽

作者简介:赵季初(1975—),男,湖南邵阳人,高级工程师,主要从事地热、地下水、环境地质工作;E-mail:zhaojichu\_1@163.com。

①山东省鲁北地质工程勘察院,山东省地热资源调查评价(鲁西北平原),2009 年。

地热的回灌开采已进入生产实践阶段<sup>[4]</sup>。

天津市最早在砂岩热储中开展了回灌试验, 1987—1989 年, 大港油田水电厂进行了 4 次回灌试验, 累计时间 197 d, 累计回灌量 77 943 m<sup>3</sup>。1995 年冬季供暖期间, 在塘沽区新开里进行了新近纪馆陶组热储回灌试验, 历时 79 d, 累计回灌量 21 190 m<sup>3</sup>。2004 年在东丽区华泰农业科技园区和武清国环各进行 1 组回灌试验, 在回灌过程中安装了两级过滤处理系统, 前者累计回灌时间 138 d, 累计回灌量 22 077 m<sup>3</sup>; 后者累计回灌时间 70 d, 累计回灌量 48 665 m<sup>3</sup>。以上各次回灌时, 回灌量随着时间的迅速衰减, 回灌效果不理想<sup>[5]</sup>。2010 年, 在滨海新区新近纪孔隙型热储地热回灌试验中, 首次采用射孔爆破成井技术, 在回灌量和回灌持续性上取得突破性进展, 回灌量达 103~120 m<sup>3</sup>/h<sup>[6]</sup>。

## 2 鲁北砂岩热储回灌试验

### 2.1 德州市城区地热田

自 1997 年在山东省鲁北地质工程勘察院(鲁北院)内建成第一眼地热井以来, 德州市城区地热田开采强度逐年增加, 目前拥有地热井 100 余眼, 年开采量约 2 400 余万 m<sup>3</sup>/a。地热资源的大量开采, 导致了热储压力的急剧下降, 水位年降幅达 3.90 m/a。除 2 眼井混合开采东营组、馆陶组热储外, 其余各井均开采馆陶组热储。馆陶组热储厚度一般为 160~200 m, 占地层总厚度的 35%~45%。单层厚度大,

平均单层厚度 10 m 左右, 最大单层厚度 19.2 m。上部岩性以灰白、浅灰色细、中砂岩及棕红色夹绿色泥岩为主, 呈交互层状; 下部为灰白色含砾粗砂岩及中粗砂岩为主, 夹棕红色泥岩、含砾砂岩。底部为砂砾岩、砾状砂岩、砾石为主。垂向上呈上细下粗的正旋回沉积, 底砾岩明显, 砾石成分以石英和黑色燧石为主, 砾石直径 1~10 mm 不等, 磨圆度中等, 砂砾岩成岩性差, 呈疏松状。孔隙度大, 一般为 24%~30%, 具有良好的储水空间。单井涌水量 80~120 m<sup>3</sup>/h, 水温 46~58℃, 水化学类型为 CL-Na 型水, 矿化度 4 000~5 000 mg/L。

为研究馆陶组热储的回灌性能, 在该地热田内进行了 3 次回灌试验。

#### 2.1.1 鲁北院回灌试验

##### 2.1.1.1 第一次回灌试验

###### (1) 试验基本情况

2006 年 10 月 17 日至 10 月 28 日, 采用同层对井、加压模式对热 1 井、热 2 井开展了地热回灌试验, 两井相距 65 m, 开采热储层主要为馆陶组热储, 热 1 井滤水管段为 1 332.0~1 467.56 m, 热 2 井滤水管段为 1 408.0~1 548.0 m。其中热 2 井作为回灌井, 热 1 井作为抽水井, 利用热 1 井抽出的地热水作为回灌水源, 通过输水管道, 经水泵加压后调节流量和压力注入热 2 井<sup>[7]</sup>。为研究回灌量与回灌压力之间的关系, 该次共进行了 4 个压力段的回灌, 回灌压力与回灌之间的关系如图 1 所示。

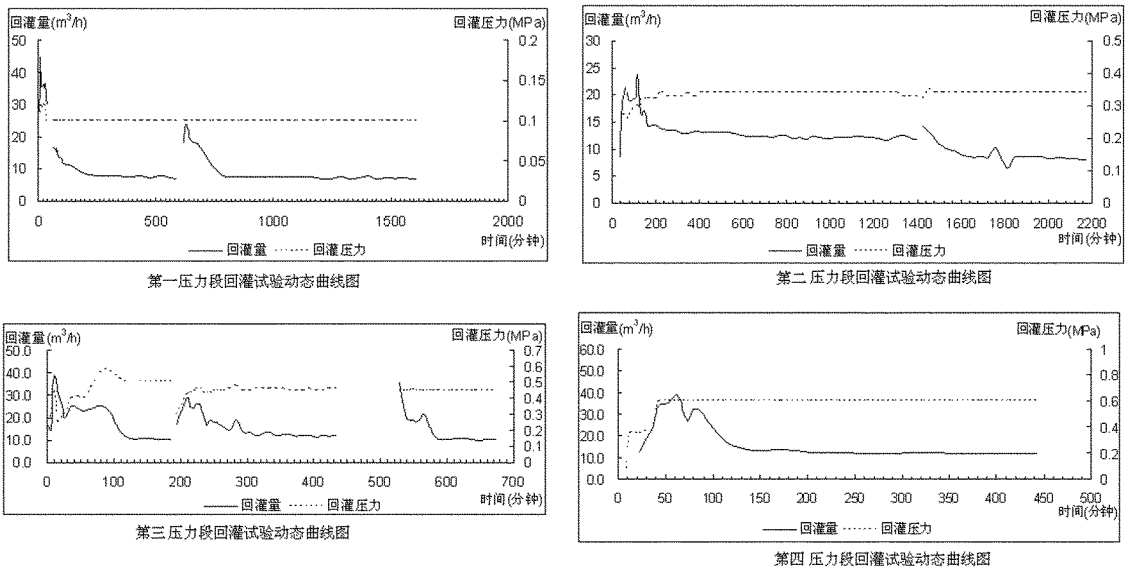


图 1 第一次试验回灌压力与回灌量动态曲线图

(2)回灌试验结果分析

回灌试验结果表明,回灌量与回灌压力的相关系数为 0.972,为完全相关。采用 EXCEL 软件对回灌量与回灌压力之间的关系进行趋势分析,两者线性相关关系式为:

$$Y = 9.2053X + 5.871, \text{决定系数 } R^2 = 0.944$$

式中:Y 为回灌量(m<sup>3</sup>/h),X 为回灌压力(MPa)。

回灌条件下热储的渗透系数采用《水利水电工程钻孔压水试验规程》(SL31-2003)中推荐的渗透系数计算公式进行估算:

$$K = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot H \cdot L} \ln \frac{L}{r_0}$$

式中:K 为热储渗透系数(m/d);Q 为加压回灌流量(m<sup>3</sup>/d);H 为回灌压力换算成的水头高度(m);L 为热储厚度(m);r<sub>0</sub> 为钻孔半径(m),取滤水管半径。

估算结果表明(图 2),热储的渗透系数随回灌压力的增大而减小,两者相关系数为-0.903,成完全负相关。当回灌压力为 0.34~0.6 MPa 时,渗透系数与回灌压力的相关系数达-0.996,此时,热储的渗透系数为 0.075~0.095 m/d。由此可见,加压回灌条件下,热储的渗透性能衰减严重。

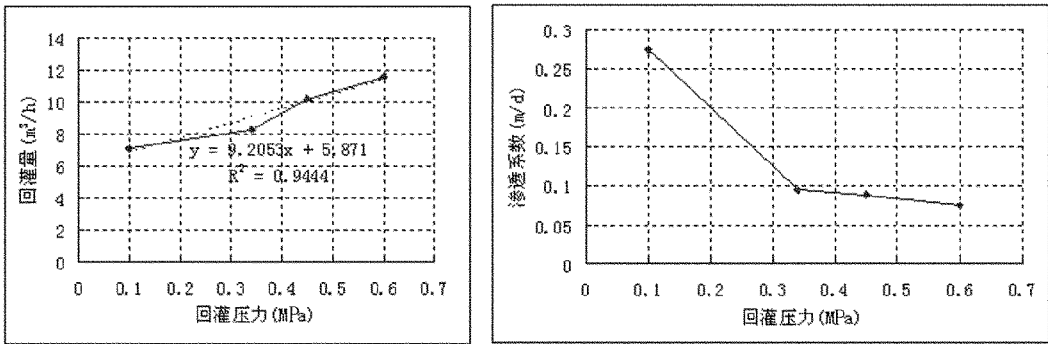


图 2 回灌量、热储渗透系数与回灌压力关系曲线图

2.1.1.2 第二次回灌试验

(1)试验基本情况

2010 年 10 月 19 日至 10 月 29 日,利用热 1 井作为回灌井,热 2 井作为抽水井,利用热 2 井抽出的地热水作为回灌水源,通过输水管道,经除铁罐后水

泵加压,调节流量和压力注入热 1 井。该次进行了 4 个压力段的回灌试验,第一个压力段为无压自然回灌,另外 3 个压力段分别为 0.05 MPa,0.12 MPa,0.20 MPa,回灌压力与回灌之间的关系如图 3 所示。

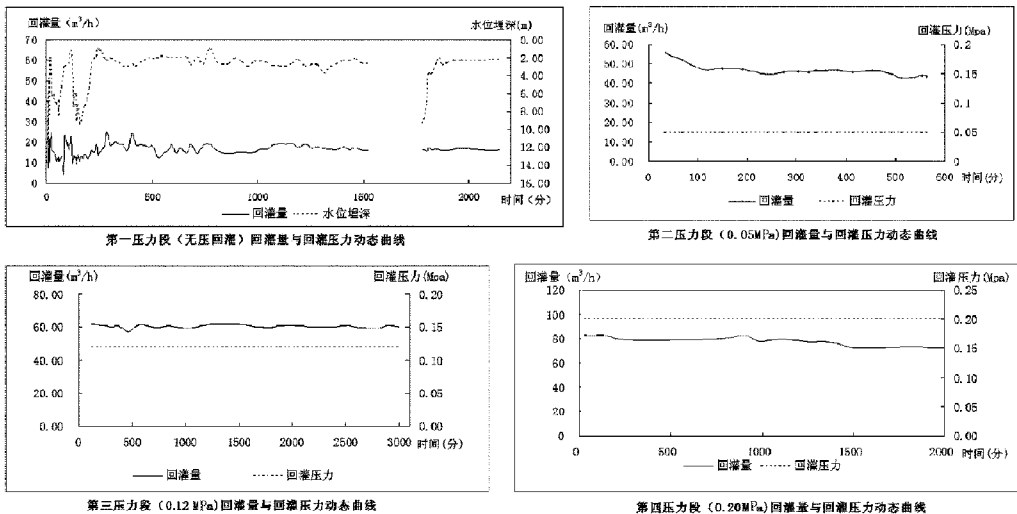


图 3 第二次试验回灌压力与回灌量动态曲线图

(2)回灌试验结果分析

同样采用《水利水电工程钻孔压水试验规程》(SL31-2003)中推荐的渗透系数计算公式对回灌时热储的渗透系数进行计算,结果表明,无压回灌时,热储的渗透系数约为 0.50 m/d,而有压回灌时,热储渗透系数略高,且随着压力的升高,热储渗透系数减小(图 4),压力为 0.2 MPa 时,热储的渗透系数约为 0.85 m/d。

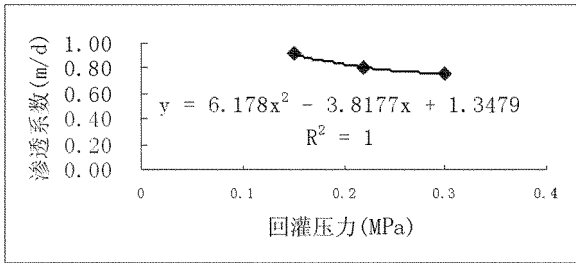


图 4 热储渗透系数与回灌压力相关曲线图

2.1.2 东建花园小区回灌试验

(1)试验基本情况

2011 年 5 月 16 日至 5 月 26 日,利用东建 1 井作为水源井,东建 2 井作为回灌井进行回灌试验,两井的取水段均为馆陶组热储,东建 1 井滤水管段为 1 435.95~1 521.58 m,东建 2 井滤水管段为 1 432.03~1 520.0 m,两井取水段在垂向上基本处于同一位置,两井相距 311.6 m。静止水位埋深 27.6 m(水面至回灌压力表),由于回灌井井口位于地面下 1.5 m 左右,该次没有进行无压回灌。

采用连续回灌方式,累计进行了 4 次回灌(图 5),每次回灌之间进行回扬洗井,第一次回灌稳定压力(压力表读数)为 0.187 MPa,对应的稳定回灌量为 21.33 m<sup>3</sup>/h;第二次稳定压力为 0.196 MPa,对应的稳定回灌量为 17.64 m<sup>3</sup>/h;第三次稳定压力为 0.22 MPa,对应的稳定回灌量为 18.62 m<sup>3</sup>/h;第四次稳定压力为 0.20 MPa,对应的稳定回灌量为 18.52 m<sup>3</sup>/h。

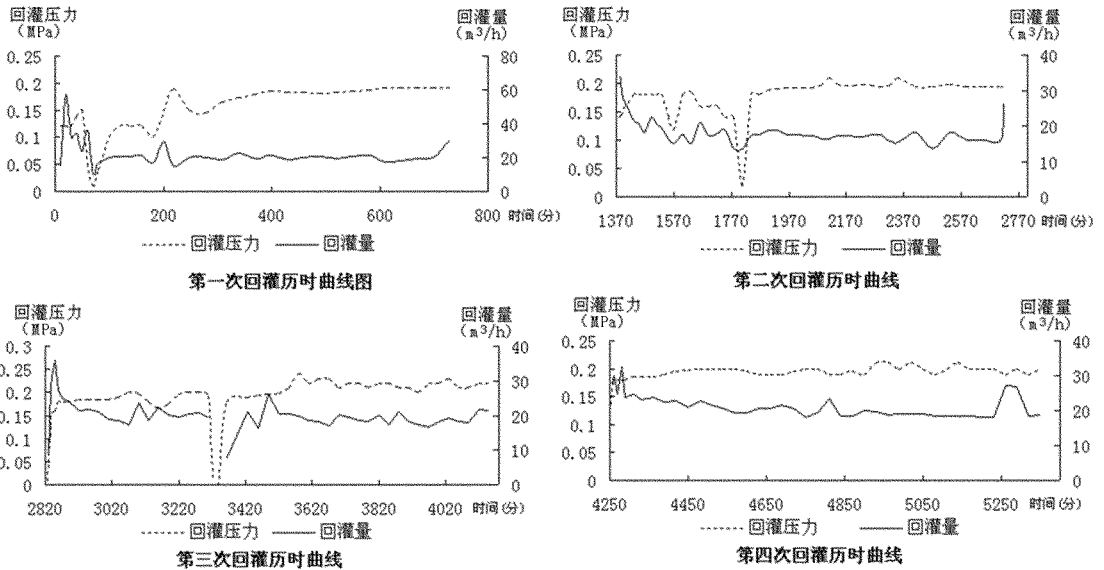


图 5 东建小区试验回灌压力与回灌量动态曲线图

(2)回灌试验结果分析

同样采用《水利水电工程钻孔压水试验规程》(SL31-2003)中推荐的渗透系数计算公式对回灌时热储的渗透系数进行计算,结果表明,回灌时热储的平均渗透系数约为 0.12 m/d。

2.2 东营市城区地热田

东营市城区地热田开发利用的热储主要为古近纪东营组热储与新近纪馆陶组热储。

东营组热储厚度一般 140~200 m,占地层总厚度的 40%左右,孔隙度一般在 28%~30%,渗透率为  $900 \times 10^{-3} \sim 1\ 200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。矿化度 20.0 g/L

左右,水化学类型主要为 Cl-Na·Ca 型和 Cl-Na 型,温度一般 65~70℃。

馆陶组热储厚度一般为 120~200 m,占地层总厚度的 35%~45%。热储孔隙度一般为 30%~36%,渗透率为  $(800\sim 1\ 400)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。矿化度 17.85~20.0 g/L,水化学类型主要为 Cl-Na 型。

为研究这 2 个热储的回灌性能,在该地热田进

行了一组回灌试验。

2.2.1 回灌试验的布局

回灌的水源井为东热 12 井,取水层位为东营组热储(表 1);回灌井分别为东热 2 井(回灌层位馆陶组)与东热 5 井(回灌层位东营组);两眼回灌观测井东热 14 井(观测层位东营组)与东热 15 井(观测层位馆陶组),各井的相对位置见表 2。

表 1 地热井基本情况

井孔类别	井号	成井时间	取水层代号	取水段(mm)	热储砂层厚度(m)	位置(m)	滤水管		孔隙率(%)	网间距(mm)
							长度(m)	规格(mm)		
水源井	东热 12 井	2005.12	Ed	1404~1636	109.0	1411.52~1636.85	87.28	139.7×6.98	13	0.50
回灌井	东热 2 井	2003.9	Ng	1176~1284	60.5	1177.32~1293.06	67.27	177.8×8.05	13	0.75
	东热 5 井	2004.11	Ed	1427~1596	99.0	1430.60~1594.30	74.13	177.8×8.05	13	0.50
观测井	东热 14 井	2006.2	Ed	1274~1500	114.0	1287.72~1500.56	100.62	177.8×8.05	13	0.75
	东热 15 井	2006.2	Ng	1234~1410	106.0	1244.82~1408.81	98.45	177.8×6.91	13	0.75

表 2 各井相对距离(m)

距离	东热 2 井	东热 5 井	东热 12 井	东热 14 井	东热 15 井
东热 2 井	0	62.4	498	2215.5	2219.7
东热 5 井	62.4	0	448.2	2237	2239.7
东热 12 井	498	448.2	0	2137.4	2128.9
东热 14 井	2215.5	2237	2137.4	0	56.3
东热 15 井	2219.7	2239.7	2128.9	56.3	0

2.2.2 回灌试验过程

回灌试验分二个阶段进行,时间为 2006 年 10 月 13 日—10 月 24 日。第一阶段仅对馆陶组热储

进行了回灌试验,抽取东热 12 井水向东热 2 井内回灌,回灌时间为 2006 年 10 月 13 日 8 时 27 分—2006 年 10 月 14 日 14 时 20 分,回灌历时 29 小时 53 分。第二阶段同时对馆陶组热储与东营组热储进行回灌,其中东热 2 井的回灌时间段为 2006 年 10 月 19 日 9 时 38 分至 2006 年 10 月 24 日 11 时,回灌历时 121 小时 22 分;东热 5 井的回灌时间段为 2006 年 10 月 19 日 7 时 30 分至 2006 年 10 月 24 日 11 时,回灌历时 123 小时 30 分。各地热井的水位与抽水量(回灌量)变化过程如图 6 所示。

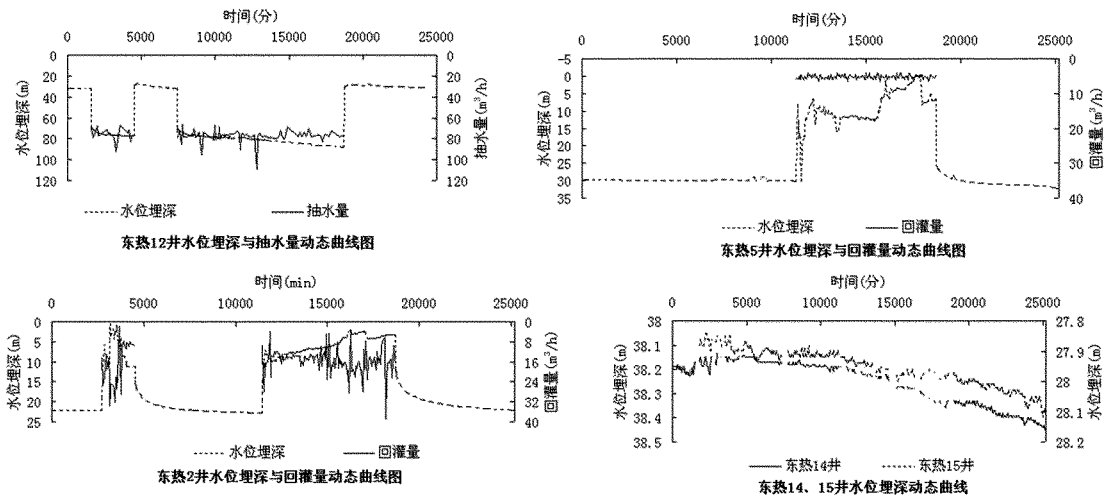


图 6 东营市回灌试验动态曲线图

2.2.3 回灌试验结果分析

(1) 试验数据初步分析

各井静水位埋深数据表明, 地热水的流场由南向北, 馆陶组热储中东热 2 井静水位埋深 22.13 m, 东热 15 井静水位埋深 27.96 m, 水力坡度达  $2.65 \times 10^{-3}$ ; 东营组热储中东热 5 井静水位埋深 29.82 m, 东热 12 井静水位埋深 31.92 m, 东热 14 井静水位埋深 38.20 m, 水力坡度达  $3.81 \times 10^{-3}$ ; 造成水力坡度大的原因可能是受区内地热资源不均匀开采的影响。

第一阶段回灌过程中, 回灌开始后东热 2 井中水位迅速上升, 单位回灌量随着水位的上升而减小, 采用 Excel 软件中的 CORREL() 函数计算水位埋深与单位回灌量之间的相关系数为 -0.51, 呈显著负相关。东热 12 井抽水开始后, 东热 5 井水位持续下降, 东热 2 井的回灌对东热 5 井的水位没有产生影响, 表明东营组热储与馆陶组热储之间存在一个较好的隔水层, 两者之间水力联系弱。第二阶段回灌过程中, 东热 2 井与东热 5 井中的水位均迅速上升, 单位回灌量亦随着水位的上升而降低。

试验期间, 东热 14 井中 最小水位埋深为 38.13 m, 最大水位埋深为 38.45 m, 水位降幅为 0.32 m, 第一阶段回灌过程中水位变幅为 -0.06 m, 第二阶段回灌过程中水位变幅为 -0.17 m; 东热 15 井中水位最小水位埋深为 27.84 m, 最大水位埋深为 28.12 m, 水位降幅为 0.32 m, 第一阶段回灌过程中水位变幅为 -0.06 m, 第二阶段回灌过程中水位变幅为 -

0.09 m; 这 2 个观测的水位主要受东热 12 井抽水的影响, 东热 2 井与东热 5 井的回灌对这两个观测水位的影响很小。

(2) 回灌条件下热储渗透性能分析

采用 Visual MODFLOW 4.0 软件自带的参数估算 PEST 程序包进行回灌条件下热储的渗透性能求解。

① 馆陶组热储渗透性能

根据东热 14, 15 井观测孔资料, 东热 2 井回灌的影响范围小, 在数值模型建设时拟定模拟区范围为  $2 \text{ km} \times 2 \text{ km}$ 。东热 2 井位于模拟区的中心, 四周概化为零流量边界, 东热 2 井的流量采用其实际回灌量, 参数优化结果表明, 回灌条件下, 馆陶组热储的渗透系数为 0.102 m/d, 弹性释水率为  $2.057 \times 10^{-6} / \text{m}$ 。根据 PEST 求取的参数对数值模型的参数进行设置, 运行结果表明, 东热井 2 井中的水位计算数据与水位观测数据基本吻合。

为验证参数的正确性, 采用东热 2 井第二阶段回灌试验数据对数值模型进行验证, 用第二次回灌数据对已建立的数值模型进行替换, 保持其他参数不变, 运行该数值模型, 模拟结果表明, 第一次回灌试验数据求取的参数能使东热井 2 井中的水位计算数据与水位观测数据基本吻合(图 7), 从而验证了所求取参数的正确性。因此, 回灌条件下, 馆陶组热储的渗透系数为 0.102 m/d, 弹性系水率为  $2.057 \times 10^{-6} / \text{m}$ 。

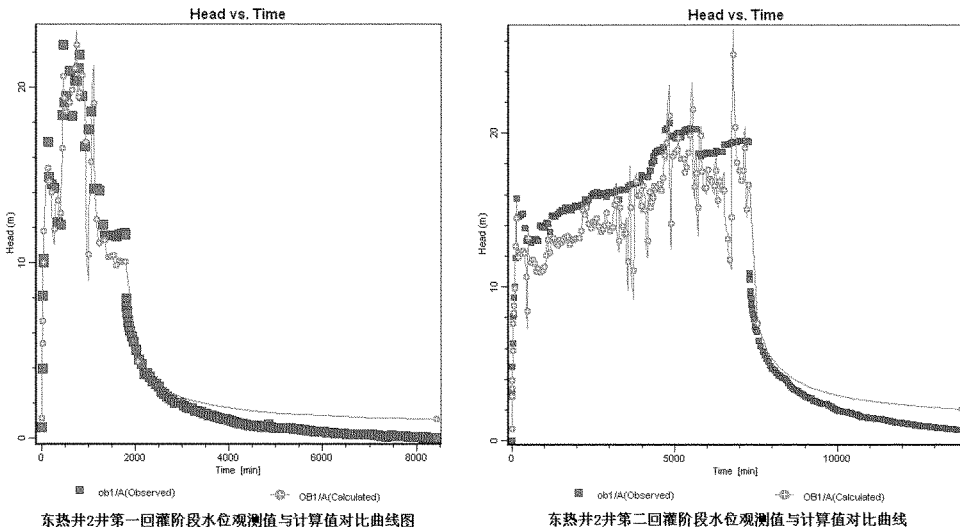


图 7 馆陶组热储回灌条件下水位观测值与计算值对比曲线图

## ② 东营组热储渗透性能

由于东热 2 井与东热 5 井不存在水力联系,采用第一回灌阶段中东热 5 井的观测数据,利用泰斯配线法计算抽水试验条件下东营热储的渗透系数为  $9.75 \text{ m/d}$ ,弹性释水系数为  $2.98 \times 10^{-3}$ 。以东热 5 井回灌试验数据为依据,采用 PEST 软件包对回灌条件下的参数进行优化求解,求解结果为:东营组热储在回灌条件下的渗透系数为  $0.0287 \text{ m/d}$ ,弹性释水率为  $3.323 \times 10^{-7}/\text{m}$ 。由此可见,回灌状况下热储的渗透系数比抽水状况下要小两个数量级。

## 3 砂岩热储回灌机理分析

地热回灌是通过一定的压力差,将外界水注入热储中。根据其运动机理的不同,可分为 3 大类。

第一类:当地下水径流条件较好时,注入热储中的水符合地下水渗流运动规律中的达西定律,即  $V = KI$ ,式中  $V$  为回灌水渗流速度( $\text{m/d}$ ); $K$  为热储渗透系数( $\text{m/d}$ ); $I$  为回灌时井周水力坡度(无量纲)。热储的回灌能力受热储渗透系数及回灌水力坡度的控制。

第二类:当地下水基本上处于静止状态(迳流条件极差)时,注入热储中的水不符合达西定律,而是热储中地热水在回灌压力作用下压缩,从而为注入的水提供储水空间,即  $\Delta V = \Delta P \cdot V/E$ ,式中  $\Delta V$  为回灌压力下热储的体积压缩量( $\text{m}^3$ ), $\Delta P$  为回灌压力( $\text{MPa}$ ); $V$  为受回灌压力影响的热储体积( $\text{m}^3$ ), $E$  为热储的平均体积压缩模量( $\text{MPa}^{-1}$ )。

第三类介于第一类与第二类之间,同时受两种机理的作用。

由于鲁北地区砂岩热储中地热水在天然状态下基本上处于静止状态,当开采井离回灌井很远时,回灌水在热储中的运动偏属于第二类情况,由于热储

的体积压缩模量大,因此,增大回灌量所需要的压力也大。当回灌井处于开采井的影响范围边界附近时,在抽水与回灌两者在热储中造成的压力差作用下,回灌水在热储中的运动属第三类情况,且随着两井之间距离的减小,渗流作用逐渐占主导地位。渗流所需的压力差要远小于热储中地热水的压缩所需要的压力差。因此,增加回灌量的最佳措施是合理地布置开采井与回灌井之间的距离,促使开采井与回灌井之间形成水力循环。

## 4 结语

(1)热储的渗透系数随回灌压力的增大而减小,加压回灌条件下,热储的渗透性能衰减严重。

(2)开采井与回灌井之间的距离对回灌量影响明显,合理地布置开采井与回灌井之间的距离,促使开采井与回灌井之间形成水力循环,是解决砂岩热储中回灌难问题的关键。既要保证有一定的回灌量,又要防止过早产生热突破。

## 参考文献:

- [1] 彭新明,张勇. 国内地热回灌模式浅议[J]. 西部探矿工程, 2006,(2):113-114.
- [2] Pierre Ungemach. ReInjection of cooled geothermal brines into sandstone reservoirs. Geothermics[J]. 2003,(32):743-761.
- [3] 高宝珠,曾梅香. 地热对井运行系统中回灌井堵塞原因浅析及预防措施[J]. 水文地质工程地质,2007,(2):75-79.
- [4] 王坤,朱家玲. 中低温孔隙型地热田回灌试验研究[J]. 太阳能学报,2001,22(2):236-238.
- [5] 林建旺,刘小满,高宝珠,等. 天津地热回灌试验分析及存在问题[J]. 河南理工大学学报,2006,25(3):200-204.
- [6] 林黎,王连成,赵苏民,等. 天津地区孔隙型热储层地热流体回灌影响因素探讨[J]. 水文地质工程地质,2008,(6):125-128.
- [7] 周世海,杨询昌,梁伟,等. 德州市城区地热水人工回灌试验研究[J]. 山东国土资源,2007,23(9):11-14.

## Lubei geothermal tail water reinjection experiments in sandstone reservoir

ZHAO Jichu

(Lubei geo-engineering exploration institute, Shandong Dezhou 253072, China)

**Abstract:** There are abundant of geothermal resources buried under LuBei plain in Shandong. The widely developed and utilized geothermal reservoirs are Guantao group and Dongyin group of clastic sedimentary pore-fracture type geothermal reservoirs. Under natural conditions, the geothermal fluid in the reservoir largely dormant, replenishment is extremely weak. Exploitation of geothermal fluid causing a sharp drop

in the reservoir pressure, in that reinjection has become the necessary measures to maintain reservoir pressure. Aimed at this kind of clastic geothermal reservoir, there are a large number of reinjection experiments have been performed, but the overall reinjection effects are not optimistic. Researchers blamed the failure to reservoir blockage during reinjection. Based on the analysis of past reinjection experiment activities, the author puts forward three different mechanisms pertinent to reinjection in sandstone geothermal reservoir, and draws a conclusion that reasonable arrangement of the distance between production well and reinjection well, prompting hydraulic loop formed between production well and reinjection well is the key to solve the problem hampered reinjection in sandstone geothermal reservoir.

**Key words:** Geothermal resource, sandstone reservoir, reservoir pressure, reinjection experiment; Lubei plain