

沉积盆地型层状热储可采资源量计算方法探索

张中祥¹, 韩建江¹, 徐 健², 耿冬青³, 李常锁¹, 刘国爱¹

(1. 山东省地矿工程勘察院, 济南 250014; 2. 核工业北京地质研究院, 北京 100029;

3. 中建国际建设公司, 北京 100026)

摘要: 近 40 年来, 黄河三角洲地区进行过大量地球物理勘探和石油地质钻探, 基本查清了该区地质构造、热储空间展布、地温场特征等。本文以东营凹陷为依托, 通过 2002 年某地热资源评价项目, 利用地层统计、抽水试验、现代试井资料, 采用“最大允许降深法”和“现代试井分析法”对第三系热储热水可采资源量分别进行了探索。对于沉积盆地型层状砂岩热储均可推广使用。

关键词: 沉积盆地; 热储; 计算方法; 可采资源量

中图分类号: P314.1

文献标识码: A

文章编号: 1000-3665(2005)01-0073-05

传统的地热资源计算一般采用热储法, 热储法是直接针对储水层的储水能力进行估算, 难以确定热水可采资源量, 而热水可采资源量恰恰又是最具实用价值的资源量, 是制定开采计划的主要指标。依据已有成果^[1], 本文利用“最大允许降深法”和“现代试井分析法”对沉积盆地型第三系层状砂岩热储中地下热水可采资源量进行了探索。

1 最大允许降深法

1.1 原理及公式

在热田区均匀地布置一定数目的开采井, 在规定时间内, 以恒定的流量开采至开采末期使热储水位降至最大允许深度, 此时能获得的总水量, 即为最大可采量。把热储概化为均质、各向同性、等厚、各处初始压力相等的无限(或存在直线边界)承压含水层时, 进行单井流量抽水时, 主要含水层中压力降深 s_0 与抽水时间及离抽水井中心距离的表达式可按非稳定流泰斯公式表达^[2]

$$s_0 = \frac{Q}{4\pi T} \cdot H(u, \beta)$$

式中: s_0 ——热储水位降深(m);

Q ——单井流量(m^3/d);

T ——导水系数(m^2/d);

$H(u, \beta)$ ——井函数;

其中, $u = r^2 S/4kt$; $\beta = r\lambda/4$; $\lambda = (K'Ss'/kSs)^{1/2} + (K'' \cdot Ss''/kSs)^{1/2}$

r —— s_0 降深处离井中心的距离(m);

k ——含水层的渗透率, $k = K \cdot b$;

K, K', K'' ——分别为主要含水层及上下隔水层的渗透系数(m/d);

b, b', b'' ——分别为主要含水层及上下隔水层的厚度(m);

Ss, Ss', Ss'' ——分别为主要含水层及上下隔水层的比弹性储水系数(m^{-1});

t ——抽水延续时间(d)。

最大允许降深法的基本公式是^[3]:

$$Q_{WH} = n \cdot q_s \cdot P(t_r - t_j) \cdot c_v$$

式中: Q_{WH} ——开采期可采水量高于常温带的总热量(J);

q_s ——单井可采水流量(m^3/d);

P ——开采期限(d);

t_r ——计算层平均温度($^{\circ}\text{C}$);

t_j ——常温带温度($^{\circ}\text{C}$);

c_v ——热储岩石和水的平均体积比热容($\text{J/m}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}$);

n ——热田内能布置的井数。

由上式可见各项参数在开采计划中予以规定, 只有井数 n 是待求参数。

1.2 概念水储模型

东营市城区位于华北地台—辽冀台向斜—济阳拗陷东部之东营凹陷内, 西为胜利油田基地, 东为市政府所在地, 评价区面积 160km^2 。纵观东营凹陷自下而上

收稿日期: 2004-04-06; 修订日期: 2004-08-09

作者简介: 张中祥(1967-), 男, 工程师, 主要从事水文地质工程地质、环境地质工作。

的各含水层系中,当数下第三系东营组含水岩层及上第三系馆陶组含水岩层为最佳热储。馆陶组上覆第四系和明化镇组砂、泥岩互层沉积,可视为盖层,两含水层

之间存在相对隔水的泥质岩。为便于计算参数的求取,拟建立以下概念水储模型。将复杂的、不规则多断层分割的地质形态,简化为一个理想的几何形态(见图 1)。

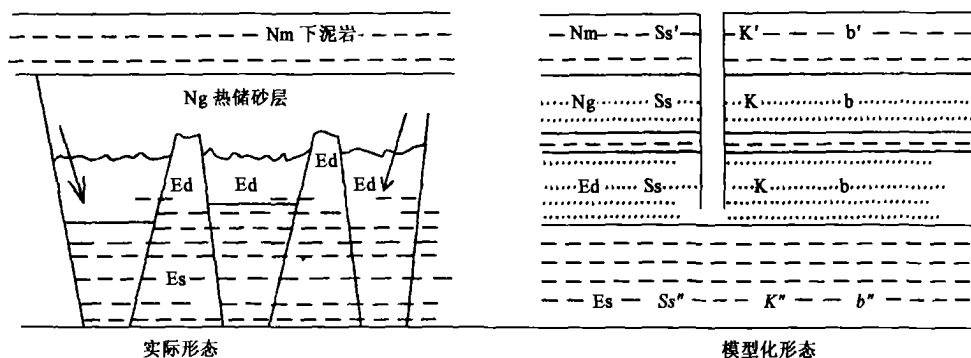


图 1 第三系概念水储模型图

Fig.1 Conceptual model of the tertiary geothermal reservoirs

1.3 计算参数的确定

开采周期 T : 参照文献[4]规定为 20 年; 流量级别: 为 20L/s (即 1728m³/d)。井孔半径: 目前地热井均按 0.795m 口径完井。渗透系数: 东营组按 R₁ 井实测数据 4.779m/d, 馆陶组按 R₂ 井实测数据 7.8m/d、东营组底及馆陶组顶的泥岩取经验值 1×10^{-10} m/s。岩层的比弹性储水系数: 东营组按 R₁ 井取 0.24×10^{-6} m⁻¹、馆陶组按 R₂ 井取 4.22×10^{-6} m⁻¹、泥质岩按经验值为 1.0×10^{-4} m⁻¹; 含水层厚度: 东营组按平均厚度 140m、馆陶组按平均值 120m。上、下隔水层(泥岩)厚度: 上隔水层取明化镇组中下部泥岩厚度 400m, 下取沙河街组上部泥岩 630m。

当开采年限 $t < [(b')^2 \cdot Ss' / 10K'; (b'')^2 \cdot Ss'' / 10K'']$ 时, 概念水储模型均成立, 其中 K' 、 K'' 分别为上、下隔水层的渗透系数(m/d)、 b' 、 b'' 分别为上、下隔水层的厚度(m); Ss' 、 Ss'' 分别为上、下隔水层的比弹性储水系数(m⁻¹)。利用已给出的数据分别代入上式计算, 得 $t = 567$ 年; 1268 年, 而设计开采年限一般只有 20 ~ 30 年, 因而 $s_0 = \frac{Q}{4\pi T} \cdot H(u, \beta)$ 适用于本计算区。

1.4 计算结果

我们利用给出的热储概念模型的含水层及上、下隔水层的地层参数在计算机上绘出了东营组与馆陶组的单位涌水量与井距关系曲线(图 2、图 3), 利用该曲线计算开采 20 年允许最大降深 150m 时的井距, 按井距计算在 160km² 能布置的井数和这些井的总采水量。编绘出总采水量与井数的关系曲线(图 4、图 5), 从中选出最佳布井数并计算最大降深时的总出水量。

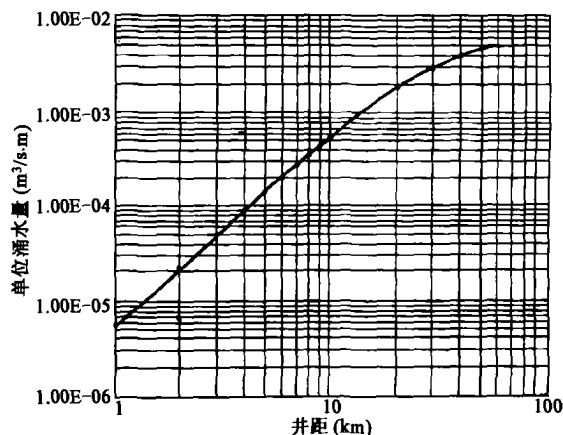


图 2 馆陶组单位涌水量与井距关系曲线

Fig.2 Relationship between specific well discharge and well distance in the Guantao group

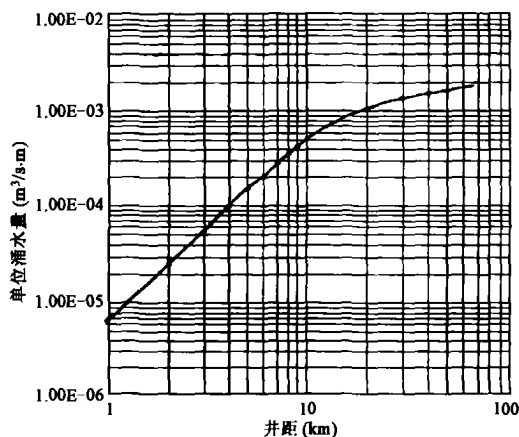


图 3 东营组单位涌水量与井距关系曲线

Fig.3 Relationship between specific well discharge and well distance in the Dongying Group

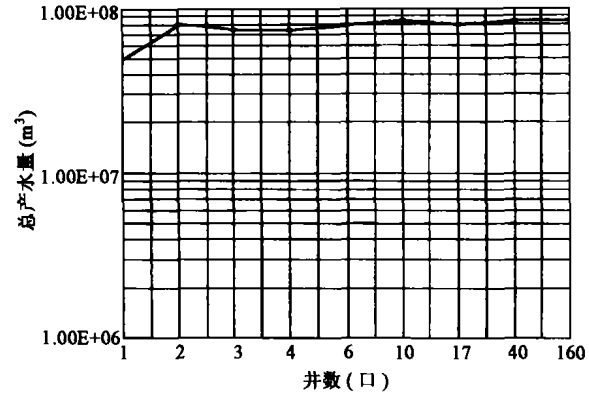


图 4 馆陶组总可采水量与井数关系曲线

Fig.4 Relationship between total exploitable rate and well number in the GuanTao group

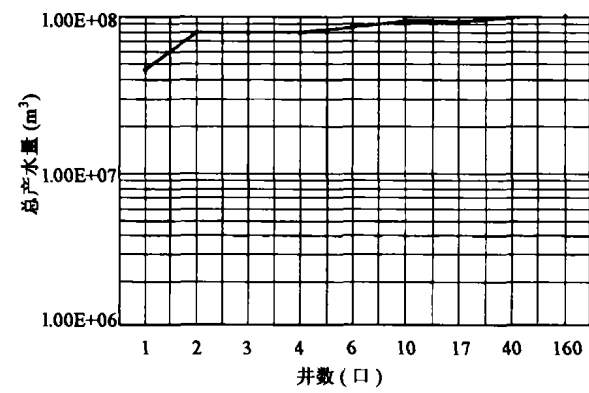


图 5 东营组总可采水量与井数关系曲线图

Fig.5 Relationship between total exploitable rate and well number in Dongying group

做出井数与全区可采出水量关系曲线后,用该曲线结合经济上合理,技术上可行的原则选取可采出水量最大时对应的井数,从而可计算出我们所需的各项结果。计算结果见下表 1。

表 1 最大允许降深法计算地热流体可采资源量

Table 1 Calculation of the exploitable resources of geothermal fluids with the method of the greatest allowable drawdown

| 热储层 | 井距 r_s (km) | 井数 n | 单井可 采水量 N ($\times 10^8 \text{ m}^3$) | 全区总可 采水量 Nt ($\times 10^8 \text{ m}^3$) | 总回收热 量 Q_{WH} ($\times 10^{18} \text{ J}$) | 总热量相当 于标准煤数 ($\times 10^5 \text{ t}$) |
|-----|------------------|-----------|---|---|--|---|
| 馆陶组 | 4 | 10 | 0.0843 | 0.843 | 1.02 | 3.48 |
| 东营组 | 4 | 10 | 0.0931 | 0.931 | 1.29 | 4.41 |
| 合计 | | 20 | 0.1774 | 1.774 | 2.31 | 7.89 |

2 现代试井分析法

2.1 基本原理

现代试井技术通常称不稳定试井,它利用国际先

进水平的试井解释软件(法国 KAPPA 公司的 Saphir 软件)对采集的压力、时间等数据进行处理,并根据不同需求可绘制出多种类型曲线。如井底流压与时间的关系曲线,常见的霍纳压降曲线即是其中的一种。为验证测试可靠性及准确性,需对测得的压降等资料用软件模型拟合解释。由霍纳压降曲线可得到如下参数:流动系数 $k \cdot h / \mu$ ($10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m} / \text{mPa} \cdot \text{s}$)、流度 k / μ ($10^{-3} \mu\text{m}^2 / \text{mPa} \cdot \text{s}$)、产能系数 $k \cdot h$ ($10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$)、有效渗透率 k ($10^{-3} \mu\text{m}^2$) (可换算成渗透系数)、井筒储存系数 C (m^3 / kPa)、导压系数 η (m^2 / s)、不透水边界 L_{d1} 和 L_{d2} (m)、探测半径 R (m)、表皮系数 S_f 等。若配合测井、高压物性、岩芯分析等资料还能获得地下热储资源量。

利用试井技术进行热水井的测试,是试井技术中最简单的一种方法,所得到的参数也较容易解释,操作步骤如下:

(1)在热水井进行最大降深抽水试验时,将抽水工具与压力计同步下入出水层上部,压力计下方携带高压物性取样器。压力计在井下不断的将压力(即水位)信息传到计算机上,进而测得压降曲线及其它资料。抽水试验结束后,高压物性取样器在地层出水部位也取得了出水层的高压物性样品。

(2)为观测压力恢复情况,抽水试验结束后,关系恢复水位,压力计在井下也同步测得压力恢复曲线及井下温度数据。

(3)起出水泵的同时,提出压力计和高压物性取样器。

(4)室内进行压力及地温梯度的分析及高压物性样品分析。高压物性分析内容包括:地层水的体积系数、水的粘度、水的压缩系数、水的密度、气水比及气体组分等。

室内用试井解释软件求解:

(1)利用计算机所记录的实测的压力资料,进行相关计算,做出压力—深度、温度—深度关系图。

(2)做出测试资料的压降试井霍纳分析图,并用试井解释软件进行拟合。

(3)根据需求可做出压力恢复曲线、压差曲线及压降双对数图等。

(4)利用相关曲线可求得流动系数、流度、产能系数、渗透率、表皮系数、井筒储存系数等。

(5)再根据地下水动力学将渗透率计算成渗透系数,用渗透系数计算导水系数。储水系数用已取得的各项参数计算。

2.2 计算方法

对于一个均质封闭有限的圆形储水岩层,当中央的一口井持续生产后,井底流压则随时间变化,大体上分 3 个阶段。即稳定阶段、拟稳定阶段和介于上述两阶段之间的过渡阶段,如图 6 所示。3 个阶段都有各自适用的基本方程式。

参照文献[5],对区内地热井进行了单井控制地质储量试算。

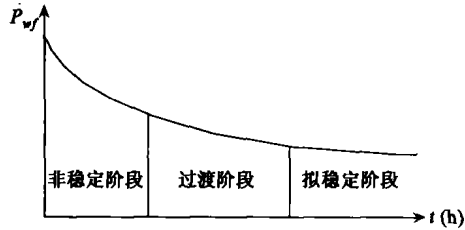


图 6 井底流压随时间变化曲线

Fig.6 The variation curve of the flow pressure of well bottom and time

对于一个有限边界的圆形热储,在中央一口热水井以稳定流量持续生产时,当热储层内任一点的地层压降随时间呈直线变化时,即流动状态由过渡阶段转入拟稳定阶段,此时压力与时间的关系可由下式表示:

$$P_{wf} = P_i - \frac{\Psi q_w B_w \cdot B_w \cdot t}{\phi S_w \cdot H' \cdot C_i \cdot r_e^2} - \frac{4.24 \times 10^{-3} \cdot q_w \mu_w \cdot B_w}{K \cdot H'} \times \left[\log \frac{r_e}{r_w} - 0.326 + 0.435 \times S_f \right] \quad (1)$$

$$\text{令} \quad \beta = \frac{\Psi q_w \cdot B_w \cdot t}{\phi S_w \cdot H' \cdot C_i \cdot r_e^2}$$

$$E_i = P_i - \frac{4.24 \times 10^{-3} \cdot q_w \mu_w \cdot B_w}{K \cdot H'} \times \left[\log \frac{r_e}{r_w} - 0.326 + 0.435 \times S_f \right]$$

故可将(1)式简化为

$$P_{wf} = E_i - \beta t \quad (2)$$

表 2 利用压降曲线计算单井储量

Table 2 Calculation of geothermal reserve of a single well with the method of pressure-reduced curves

| 井号 | 层位 | H' (m) | ϕ (%) | B_w | μ_w (MPa·s) | C_i (MPa ⁻¹) | β (MPa/h) | Q_w (m ³ /h) | N' ($\times 10^4$ m ³) | 相关系数 R^2 |
|----------------|----|-------------|---------------|-------|--------------------|-------------------------------|--------------------|------------------------------|--|---------------|
| R ₁ | Ed | 28.5 | 30 | 1.104 | 1.86 | 9.0819×10^{-4} | 0.0018 | 84.6 | 215.72 | 0.9781 |
| R ₂ | Ng | 38.0 | 30 | 1.104 | 0.64 | 8.7019×10^{-4} | 0.0007 | 70.0 | 478.86 | 0.9712 |

(2) 单井地质热量计算

由表 2 中算出了各热水井的单井控制地质储量,可按(4)式换算成热量。

式中: P_{wf} ——以稳定流量生产时的井底流动压力 (MPa);

P_i ——原始地层压力 (MPa);

q_w ——热水井定流量 (m³/d);

μ_w ——地层条件下水的粘度 (MPa·s);

B_w ——地层条件下水的体积系数,无因次量;

K ——地层有效渗透率 (μ m²);

H' ——地层有效厚度 (m);

C_i ——热储层的总压缩系数 (MPa⁻¹);

r_e ——热水井的供给半径 (m);

r_w ——热水井的井底半径 (m);

S_f ——表皮系数,无因次量;

t ——开井生产时间 (h);

Ψ ——时间单位换算系数;

ϕ ——储层有效孔隙度 (%);

β ——压降直线段斜率 (MPa/h);

E_i ——流动压力与时间回归关系的相关系数。

由(2)式不难看出,井底流动压力 P_{wf} 与开采井生产时间 t 呈线形关系。

如果能求出拟稳定阶段压力下降过程中的直线段斜率 β ,就能依据(3)式算出热水井单井的热水地质储量。而依靠不稳定试井就能测得拟稳定段的压降曲线及斜率 β 。

计算单井储量的公式如下:

$$N' = \frac{4.167 \times 10^{-2} \cdot q_w}{\beta \cdot C_i} \quad (3)$$

式中: N' ——单井控制的地质储量 (m³)。

q_w ——热水井定流量。

2.3 计算结果

(1) 单井地质储量计算

根据对 R₁ 井、R₂ 井进行的抽水试验及不稳定试井、水样高压物性分析结果及测井资料,计算出各单井地质储量见表 2。

$$Q_w = N' \cdot (t_r - t_j) \cdot C_v \quad (4)$$

式中: Q_w ——热水井单井热储量;

C_v ——热储层的体积热容 [J/(m³·℃)];

t_r 、 t_j ——同热储法公式。

为使算出的热量能进行比较,参照 1999 年《辞海》中的标准煤发热量,将热水发热量换算成相当于多少吨标准煤,即 1kg 标准煤的发热量为 29.31MJ。上述地热井的热量计算结果见表 3。

表 3 热水井资源量计算结果表

Table 3 Calculation of geothermal resources in thermal water wells

| 井号 | N' ($\times 10^4 \text{ m}^3$) | Cv [$\text{kJ}/(\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{C})$] | t_r ($^\circ\text{C}$) | t_j ($^\circ\text{C}$) | Q_{sw} ($\times 10^{14} \text{ J}$) | 折算成标准煤量 (t) |
|----------------|---------------------------------------|---|-------------------------------|-------------------------------|--|----------------|
| R ₁ | 215.72 | 2.9×10^3 | 60 | 14.1 | 2.872 | 9 797 |
| R ₂ | 478.86 | 2.9×10^3 | 55 | 14.1 | 5.680 | 19 378 |
| 合计 | 694.58 | | | | 8.552 | 29 175 |

(3)评价区热水及热量的估算

利用试井解释数据,在单井地质储量的基础上,估算全区热储量和热量。如果仍按最大允许降深法计算的井数,可以大体估算出全区 160km² 范围内的热储量,即馆陶组为 $478.86 \times 10^4 \text{ m}^3$;东营组为 $215.72 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。相应的热储量馆陶组为 $0.0568 \times 10^{18} \text{ J}$;东营组为 $0.02872 \times 10^{18} \text{ J}$ 。

3 结语

利用热储法对全区热水资源总量进行了计算,计

算结果为 $144.26 \times 10^8 \text{ m}^3$,最大允许降深法计算的热水可采资源量占热储法计算的热水资源总量的 1.23%;试井法(压降曲线法)计算的热水可采资源量占总资源量的 0.48%。根据国内、外地热开发较发达地区地热资源评价的经验,第三系层状砂岩热储层可采资源量占总资源量的 1%~5%。由此可见,利用最大允许降深法计算热水可采资源量较为合理,而现代试井分析法计算结果较为保守,在现今经济技术条件下应予以推广使用。

参考文献:

[1] 张中祥,任发琛,韩建江,等.某地地热资源评价[R]. 济南:山东省地矿工程勘察院,2003.

[2] 古自纯,徐启昆,等.地下水动力学[M].北京:地质出版社,1986.

[3] 全国矿产储量委员会办公室.关于地热单井勘查报告审批要求的通知(储办发[1996]51号)[R].1996.

[4] 陈墨香.华北地热[M].北京:科学出版社,1988.

[5] 陈元千.油气藏工程计算方法[M].北京:石油工业出版社,1979.

The calculation of exploitable resources in the layered-geothermal reservoirs of sedimentary basin

ZHANG Zhong-xiang¹, HAN Jian-jiang¹, XU Jian², GENG Dong-qing³, LI Chang-suo¹, LIU Guo-ai¹
(1. Shandong Institute of Geological, Mineral and Engineering Investigation, Jinan, Shandong 250014, China;
2. Beijing Geological Institute of Nuclear Industry, Beijing 100029, China;
3. International construction company of China, Beijing 100083, China)

Abstract: A project on the evaluation of geothermal resources in the city of Dongying, Shandong Province, was carried out to calculate the exploitable water resources of in the Tertiary geothermal reservoirs. The method of the greatest allowable drawdown and the method of modern well-testing analyses were employed in this study, which are expected to be widely used in studies of sandstone geothermal reservoirs of sedimentary basin.

Key words: sedimenlary basin; geothermal reservoir; calculation method; exploitable resources