

DOI: 10.20040/j.cnki.1000-7709.2023.20220719

正常运行期条件下三峡电站发电能力分析

谭政宇, 胡挺, 周曼, 张松, 郭率, 时玉龙

(中国长江三峡集团有限公司流域枢纽运行管理中心, 湖北宜昌 443133)

摘要:为复核正常运行期条件下三峡电站的发电能力、探究不同调度方式及上游水库调蓄对三峡电站发电能力的影响,以初设方案、优化调度方案、2015版调度规程方案、2019版调度规程方案为调度计算模型,选取初步设计测算所用1946~1975年宜昌站天然径流系列,在考虑上游主要控制性水库的基础上进行还现计算以反映正常运行期三峡入库径流特征,并对比分析了天然、还现径流分别按照四种调度模型运行情景下的三峡电站发电能力。结果表明,正常运行期条件下三峡电站发电能力为 $1\ 008 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$,较设计值提高了14.3%;通过优化调度方式可显著提升水库10月蓄满率,相比初设方式,三峡电站发电能力提升约 $55 \times 10^8 \sim 90 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$;在上游水库调蓄作用下三峡年内入库径流系列明显坦化,水资源利用率有效提升,三峡电站发电能力提升约 $8 \times 10^8 \sim 28 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

关键词:调度方式; 水库调蓄; 发电能力; 三峡水库

中图分类号: TV741

文献标志码: A

文章编号: 1000-7709(2023)03-0211-05

1 概况

三峡电站初步设计中以多年平均发电量为发电能力表征指标,基于宜昌站天然历史径流系列,测算三峡电站发电能力为 $882 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}^{[1]}$ 。2020年11月1日完成整体竣工验收转入正常运行期以来,三峡运行边界条件较初步设计已发生较大改变,主要体现在调度方式、入库径流情势两方面。其中在调度方式层面,为充分发挥三峡电站综合效益,围绕三峡水库汛期运行水位动态控制^[2]、中小洪水分级调度^[3]、提前蓄水调度^[4]、汛末洪水资源利用^[5]、生态补水调度^[6]等展开研究,形成了丰富的理论成果,通过结合已有研究和调度实践经验,三峡调度方式经历了多次优化,包括三峡初步设计调度方式(简称初设方式)、《三峡水库优化调度方案》(简称优化调度方案)、《三峡(正常运行期)—葛洲坝水利枢纽梯级调度规程》(简称2015版规程方案)、《三峡(正常运行期)—葛洲坝水利枢纽梯级调度规程(2019年修订版)》(简称2019版规程方案),正常运行期依据2019版规

程方案运行;在入库径流情势层面,随长江上游大型水库群的陆续建成,三峡入库径流相比天然情景呈汛期来水减少、枯期来水增加的态势,水量时空分布明显改善^[7]。然而目前鲜有针对正常运行期条件下三峡电站发电能力方面的研究。鉴此,本文以现状水平年上游主要水库蓄泄计划为依据,还现初设阶段天然径流,复核正常运行期条件下三峡电站发电能力,并分析了不同运行条件对三峡电站发电能力的影响,以期为进一步挖掘三峡电站发电潜力提供参考。

2 三峡水库不同调度方式数学概化

为复核正常运行期条件下三峡电站发电能力、探究不同调度方式对发电能力的影响,本文结合近年来三峡实际运行中重要节点控制水位、流量及出力要求对已有四种调度方式^[8,9]进行编程建模,构建四种调度计算模型,模型中主要约束条件见表1。

3 径流还现方法

与初步设计测算保持一致,本文采用1946~

收稿日期: 2022-04-11, 修回日期: 2022-06-01

基金项目: 国家重点研发计划(2021YFC3200303); 国家自然科学基金资助项目(U2040212)

作者简介: 谭政宇(1994-), 男, 硕士、助理工程师, 研究方向为水库优化调度, E-mail: tan_zhengyu@ctg.com.cn

通讯作者: 胡挺(1988-), 男, 高级工程师, 研究方向为水库优化调度, E-mail: hu_ting@ctg.com.cn

表 1 三峡水库不同调度方式约束条件控制表

Tab.1 Control table of operation constraints of underground reservoir under different dispatching modes

约束分类	时期/指标名称	初设方式	优化调度方案	2015 版规程方案	2019 版规程方案	
水位约束	汛期	6月10日~9月30日:145 m	6月10日~9月14日 中小洪水调度:144.9~146.5 m 兼顾城陵矶防洪调度: 144.9~155.0 m	6月10日~9月9日 中小洪水调度:144.9~146.5 m 兼顾城陵矶防洪调度:~155.0 m	6月10日~9月9日 中小洪水调度:144.9~148.0 m 兼顾城陵矶防洪调度: 144.9~158.0 m	
		非汛期	10月1日:145 m	9月25日:153 m	9月10日:不超过 155 m	9月10日:不超 155 m
		10月31日:175 m	9月30日:156~158 m	9月30日:162~165 m	9月30日:162~165 m	
		11~12月:175 m	10月31日:175 m	10月31日:175 m	10月底:175 m	
		4月底:不低于 155 m	11~12月:175 m	11~12月:175 m	11~12月:175 m	
	5月底:155 m	5月25日:155 m	5月25日:不超过 155 m	5月25日:不超过 155 m		
	6月9日:145 m	6月9日:145 m	6月9日:145 m	6月9日:145 m		
	日变幅	枯水期:下降 0.6 m,5月26日~6月10日下降 1 m				
	流量约束	最小下泄流量	保证出力及下游庙嘴水位 不低于 39 m(约 5 600 m ³ /s)	10月上中下旬:8 000、7 000、6 500 m ³ /s 其他:6 000 m ³ /s	10月上中下旬:8 000、7 000、6 500 m ³ /s 其他:6 000 m ³ /s	9~10月:8 000 m ³ /s 其他:6 000 m ³ /s
		最大下泄流量	根据泄流曲线确定			
出力约束		保证出力 装机容量	499 kW 2 250 kW			

1975 年天然径流,同时为反映正常期运行条件下三峡入库径流情势变化,结合现状水平年上游主要水库群基础资料还现天然径流,还现方法为:选取长江上游主要控制性水库,根据各水库蓄泄计划及水位库容特征曲线,计算上游水库群每月蓄(泄)水总量,进而得到每月因上游水库蓄(泄)水而导致的三峡入库径流变化量。

3.1 上游水库群年度蓄泄计划

选取长江上游主要控制性水库共 23 座,即梨园、阿海、金安桥、龙开口、鲁地拉、观音岩、两河口、锦屏一级、二滩、乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝、紫坪铺、瀑布沟、碧口、宝珠寺、亭子口、草街、构皮滩、思林、沙沱、彭水。水库最早蓄水时间为 8 月初(金中水库),最晚蓄水时间为 10 月初(瀑布沟、紫坪铺、碧口、宝珠寺),其他水库均 9 月起蓄,消落起始时间统一按 12 月简化处理。锦屏一级、二滩和溪洛渡水库在实际运行过程中,一般先消落至死水位,汛前回蓄至汛限水位,其中锦屏一级及溪洛渡于 6 月消落至死水位,二滩电站于 4 月消落至死水位。

3.2 还现径流变化分析

结合还现方法和水库蓄泄计划,得到还现径流量见图 1。由图 1 可知,7~10 月受上游水库蓄水影响三峡月平均入库径流量相比天然径流量分别减少 1 880、4 657、2 946、669 m³/s。12 月~次年 6 月受上游水库消落影响三峡月平均入库径流

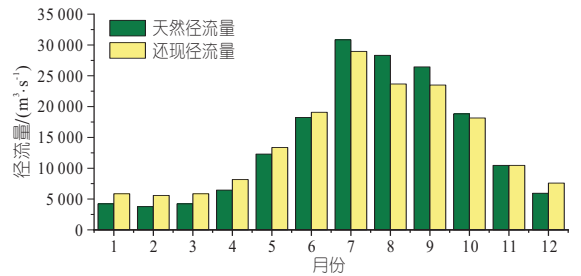


图 1 1946~1975 年多年平均各月径流量情况
Fig.1 Average monthly runoff from 1946 to 1975

量较天然径流量分别增加 1 640、1 640、1 816、1 640、1 695、1 076、843 m³/s。

4 计算场景设置及结果分析

4.1 模拟场景设置

选取多年平均发电量为三峡电站发电能力表征指标。水电常规发电量 N 计算公式为:

$$N = KQH \quad (1)$$

式中, K 为电站综合出力系数; Q 为发电流量; H 为发电水头。

受制于实际运行资料的缺乏,初设阶段采用固定 K 值法进行发电能力测算,然而不同工况下 K 值是动态变化的。鉴此,以原始初设固定 K 值测算方案为本文模拟方案(场景 1),其他场景均结合最新动态 K 值曲线进行模拟,以天然、还现径流量分别按照四种调度模型计算设置为场景 2~9,见表 2。其中 K 值动态控制方法为:根据

表 2 模拟测算场景设置

Tab. 2 Simulation calculation scenario settings

场景编号	水库调度方式	径流系列	出力计算方式
1	初设方案	天然	固定 K 值
2	优化调度方案	天然	固定 K 值
3		还现	固定 K 值
4		天然	固定 K 值
5		还现	固定 K 值
6	2015 版规程	天然	动态 K 值
7	2019 版规程	还现	动态 K 值
8		天然	动态 K 值
9		还现	动态 K 值

电站多年运行数据拟合得到毛水头与 K 之间的关系曲线(图 2),计算过程中利用线性插值函数实现 K 值的动态控制。

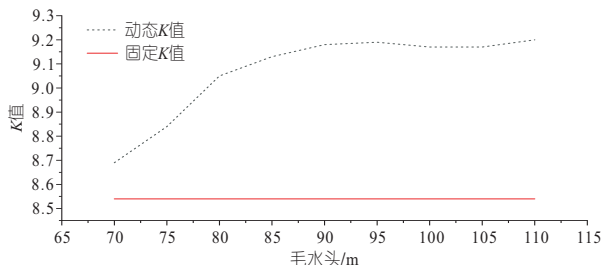


图 2 三峡电站不同 K 值曲线

Fig. 2 Different K-value curves of Three Gorges Hydropower Station

4.2 计算结果分析

4.2.1 正常运行期下三峡电站发电能力

图 3 为不同场景下三峡电站发电量情况,表

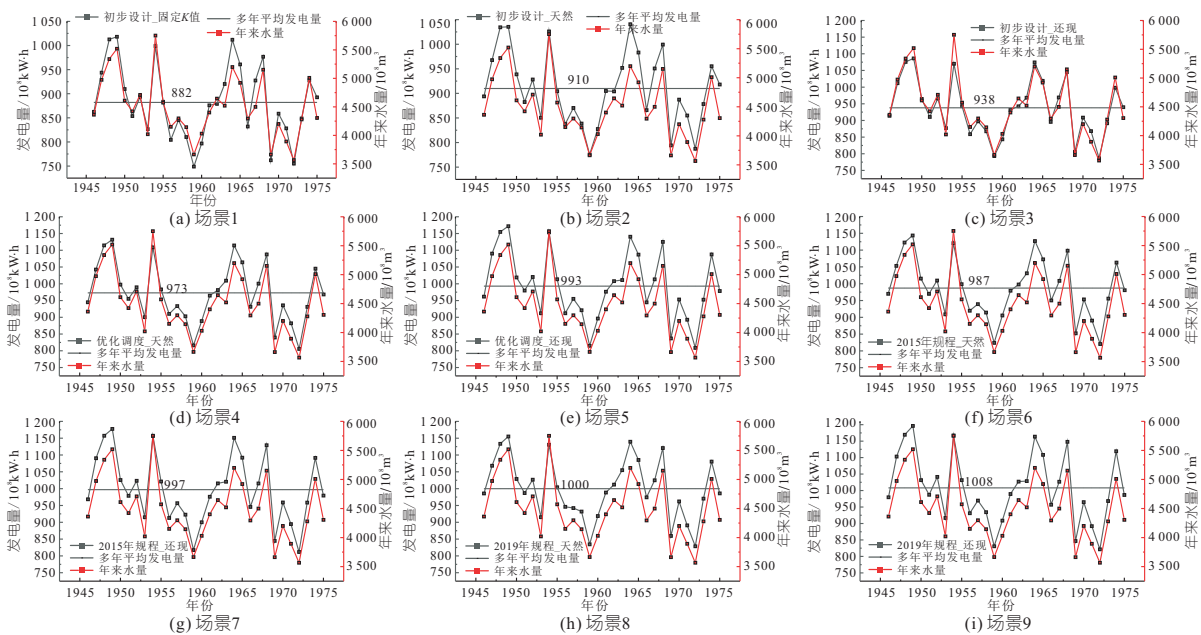


图 3 不同场景下三峡电站发电量情况

Fig. 3 Power generation of Three Gorges Hydropower Station under different scenarios

表 3 不同场景下年发电量与年来水量相关关系统计

Tab. 3 Statistics of correlation between annual power generation and annual water volume under different scenarios

场景	1	2	3	4	5	6	7	8	9
相关系数	0.908 7	0.910 1	0.943 0	0.953 1	0.969 0	0.951 1	0.967 1	0.943 9	0.968 7

3 为不同场景下年发电量与年来水量相关关系统计,图 4 为 1946~1975 年来水情势。由图 3 可知,场景 1 中三峡电站发电能力为 $882 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$,与初设阶段结果一致,正常运行期条件下(场景 9)发电能力为 $1\,008 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$,相比初步设计提高了 14.3%。场景 9 中各年发电量与来水总量基本呈正比,两者相关系数为 0.968 7(表 3),但也存在部分年份来水量大、发电量反而小的情形,如 1954 年来水量 $5\,753 \times 10^8 \text{ m}^3$,为系列最大年份,但系列最大发电量年份为 1949 年(来水量 $5\,522 \times 10^8 \text{ m}^3$),结合图 4 可知,这是因为 1954 年来水主要集中于 7~8 月,洪水资源不能得到充分利用,天然、还现情况下 7~8 月来水总量分别为 $2\,496 \times 10^8$ 、 $2\,321 \times 10^8 \text{ m}^3$,占比分别为 43%、40%,而蓄水期和消落期来水偏少。结合表 3 及图 3、4 可知,其他场景变化规律与场景 9 一致,表明调度方式一定的情况下,年来水总量和年内来水分布均为影响电站发电能力的重要因素。

4.2.2 不同调度方式对三峡电站发电能力影响分析

由图 3 可知,天然径流下按照四种调度方式模拟计算三峡电站发电能力分别为 910×10^8 、 973×10^8 、 987×10^8 、 $1\,000 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ (对应场景 2、4、6、8),还现径流下按照四种调度方式模拟计算发电能力分别为 938×10^8 、 993×10^8 、 $997 \times$

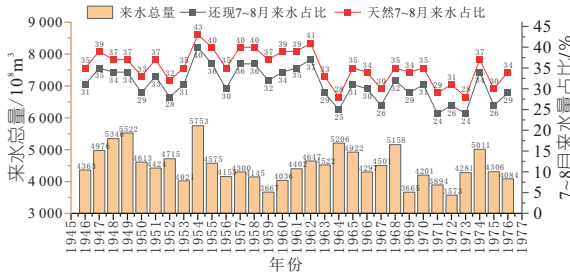


图 4 1946~1975 年来水情势

Fig. 4 Incoming water situation from 1946 to 1975

10^8 、 $1\ 008 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ (对应场景 3、5、7、9)。对比分析可知,模型输入径流一致情景下,随调度方式优化三峡发电能力同步提升,相比初设方案,天然、还现情景下三峡发电能力分别提升 $63 \times 10^8 \sim 90 \times 10^8$ 、 $55 \times 10^8 \sim 70 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

图 5 为不同径流系列下三峡各月多年平均发电量。由图 5 可知,由于调度方式优化主要聚焦于汛期洪水资源利用,故汛期电量提升效果相对明显,天然、还现情景下汛期电量较初设方式分别提高 $30 \times 10^8 \sim 38 \times 10^8$ 、 $23 \times 10^8 \sim 28 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。另外,10 月电量较初设方式提升效果同样显著,这是因为初设方案中水库 10 月初起蓄且水位一般为 145 m,而其他调度方式起蓄时间提前至 9 月中旬左右,故 10 月库水位相比初设方案普遍较高,相同出库流量条件下发电效益更好。

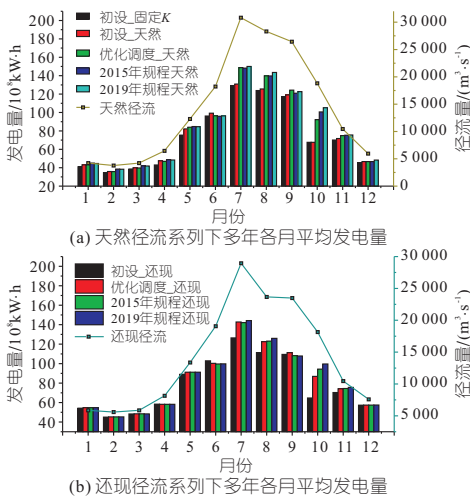


图 5 不同径流系列下三峡各月多年平均发电量

Fig. 5 Multi year average power generation of Three Gorges in each month under different runoff series

4.2.3 上游水库调蓄对三峡电站发电能力影响分析

由于上游水库“丰蓄枯补”的调节作用,三峡年来来水分布明显坦化,同种调度方式下还现情景较天然情景三峡电站发电能力增加约 $8 \times 10^8 \sim 28 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。结合图 5 可知,受上游水库蓄水影响,三峡入库径流量较天然径流量减少,同种调度方式下还现情景下 7~10 月发电量相比天然情景减少 $31 \times 10^8 \sim 44 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$,受上游

水库消落补水影响,还现情景下 12 月~次年 6 月发电量相比天然情景增加 $52 \times 10^8 \sim 62 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

4.2.4 不同场景下三峡电站发电能力影响指标分析

为更全面分析不同调度方式及上游调蓄对三峡电站发电能力的影响,选取水资源利用率、10 月蓄满率、年发电量超 $1\ 000 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 年数及占比、系列最大及最小年发电量为三峡发电能力影响评价指标,相关指标统计见表 4。由表 4 可知:①从水资源利用来看,受上游水库的调节作用,相同调度方式下还现径流系列水资源利用率更高;通过调度方式优化,水资源利用率基本呈同步增长,但场景 2、3 相比场景 1 水资源利用率有所下降,这是因为弃水主要集中在汛期,相较于固定 K 值法,动态 K 值计算过程中 K 值更大,故相同出力下发电流量更小、弃水更多。②从蓄水来看,初设方案起蓄时间较晚且起蓄水位较低,故仅有少数年份能在 10 月底蓄至 175 m,多数年份仅能通过延长蓄水时间至 11 月以完成蓄水任务,而其他调度方案因起蓄时间提前,蓄水压力得到有效缓解,所有年份基本可在 10 月底蓄至 175 m。③从发电指标来看,在调度方式优化与上游水库调蓄的协同影响下,年发电量超过 $1\ 000 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 的年份由 10% 增加至 53%,系列最大值也呈同步上升趋势。

表 4 不同场景下三峡主要发电统计指标

Tab. 4 Main power generation statistical indicators of Three Gorges under different scenarios

场景	水资源利用率 / %	10 月蓄满率 / %	年发电量超 $1\ 000 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$		系列年发电量 / $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$	
			年数	相应占比 / %	最大	最小
1	96	23	3	10	1 018	749
2	93	23	4	13	1 041	776
3	95	17	7	23	1 086	787
4	96	93	10	33	1 132	806
5	97	93	14	47	1 172	809
6	96	93	14	47	1 144	821
7	97	93	14	47	1 178	812
8	96	100	16	53	1 155	829
9	97	100	16	53	1 196	822

5 结论

a. 正常运行期条件下三峡电站发电能力相比设计值显著提高,达到 $1\ 008 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$;相同调度方式下,上游水库调蓄影响下可提高三峡电站发电能力 $8 \times 10^8 \sim 28 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

b. 通过调度方式优化,天然、还现径流系列下三峡电站发电能力分别增加 $63 \times 10^8 \sim 90 \times 10^8$ 、 $55 \times 10^8 \sim 70 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

c. 在调度方式优化和上游水库调蓄的协同

作用下,三峡电站水资源利用率、蓄满率、电能指标显著提升。

参考文献:

- [1] 水利部长江水利委员会. 长江三峡水利枢纽初步设计报告[M]. 武汉:水利部长江水利委员会, 1992.
- [2] 刘攀, 郭生练, 王才君, 等. 三峡水库动态汛限水位与蓄水时机选定的优化设计[J]. 水利学报, 2004, 35(7):86-91.
- [3] 胡挺, 周曼, 王海, 等. 三峡水库中小洪水分级调度规则研究[J]. 水力发电学报, 2015, 34(4):1-7.
- [4] 李雨, 郭生练, 郭海晋, 等. 三峡水库提前蓄水的防洪风险与效益分析[J]. 长江科学院院报, 2013, 30(1):8-14.

- [5] 何小聪, 鲍正风, 鲁军, 等. 三峡水库汛期末段洪水资源利用调度方式[J]. 水电能源科学, 2016, 34(2):41-44.
- [6] 戴凌全, 蔡卓森, 刘海波, 等. 三峡水库枯水期不同运行方式对洞庭湖生态补水效果研究[J]. 水资源与水工程学报, 2019, 30(3):170-175.
- [7] 叶琰, 马光文, 龙训建, 等. 金沙江下游及三峡梯级空间径流均匀度变化[J]. 水电能源科学, 2013, 31(12):18-20, 41.
- [8] 张曙光. 三峡水库优化调度研究与实践[M]. 北京: 中国三峡出版社, 2020.
- [9] 龚文婷, 邢龙, 胡挺, 等. 新调度规程下三峡工程防洪综合效益分析[J]. 水电能源科学, 2021, 39(10):89-92.

Analysis of Power Generation Capacity of Three Gorges Reservoir Under Normal Operation Conditions

TAN Zheng-yu, HU Ting, ZHOU Man, ZHANG Song, GUO Shuai, SHI Yu-long

(River Basin Hub Operation Management Center of China Three Gorges Group Co., Ltd., Yichang 443133, China)

Abstract: In order to review the power generation capacity of the Three Gorges Reservoir under normal operation conditions, and explore the impact of different dispatch modes and upstream reservoir regulation, the preliminary design scheme, optimized operation scheme, and 2015/2019 edition scheme were taken as the calculation model. Considering the main control reservoirs in the upstream, the natural runoff series in Yichang station from 1946 to 1975 used in the preliminary design were selected to calculate the natural flow derivation for reflecting the inflow runoff characteristics of the Three Gorges Reservoir in the current stage. Using natural/return runoff as four dispatch models' scenarios, the power generation capacity was analyzed. The results show that under current stage, the power generation capacity of the Three Gorges Reservoir is 100.8 billion kW·h, 14.3% higher than the design value; By optimizing the dispatch mode, the full storage rate in October can be improved. Compared with the design mode, the power generation capacity is increased by 5.5-9 billion kW·h; By the regulation of the upstream reservoir, the inflow runoff and the utilization rate of water resources is improved. The power generation capacity is increased by 0.8-2.8 billion kW·h.

Key words: dispatch mode; reservoir regulation; generating capacity; Three Gorges Reservoir

(上接第 123 页)

- [4] IMTEAZ M A, SHANABLEH A, RAHMAN A, et al. Optimisation of rainwater tank design from large roofs: a case study in Melbourne, Australia [J]. Resources conservation & recycling, 2011, 55(11):1022-1029.
- [5] AAD M P A, SUIDAN M T, SHUSTER W D. Modeling techniques of best management practices: rain barrels and rain gardens using EPA SWMM-5 [J]. Journal of hydrologic engineering, 2010, 15(6):434-443.

- [6] TAÍS MARIA NUNES CARVALHO, FILHO FRANCISCO DE ASSIS DE SOUZA, MARCOS ABÍLIO MEDEIROS DE SABÓIA. Performance of rainwater tanks for runoff reduction under climate change scenarios: a case study in Brazil [J]. Urban water journal, 2020, 17(10):912-922.
- [7] American Society for Testing and Materials. Standard test method for field measurement of hydraulic conductivity using borehole infiltration [S]. ASTM D6391-11.

Seepage Analysis of Rainwater Storage Pond in Sponge City in Desert High Temperature Arid Area

YAN Qiao, WANG Shuo, ZHANG Wei

(College of Hydraulic & Environmental Engineering, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

Abstract: In order to solve the problem of “seeing the sea in rainy season and having no water to use in drought” in cities in desert areas, taking Kuwait as an example, based on the concept of sponge city in conventional areas, combined with the actual climatic and geological conditions in desert area, the permeability coefficient of 5-50 m underground layer was calculated according to the experimental data obtained from the soil permeability test in N5-1 region. A number of seepage analysis schemes of rainwater storage tank were established, and different schemes were modeled and calculated. The results show that the combination of filling high permeability material around the rainwater storage tank and adding vertical recharge well at the bottom can solve the problem that rainwater cannot penetrate into the underground aquifer effectively.

Key words: desert high temperature arid area; sponge city; rainwater storage tank; penetration test; seepage analysis