文章编号: 1006-5539(2004)02-0015-04

地下储气库的运营管理和技术经济评价

熊光德, 朱 晓

(中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司, 四川 成都 610017)

摘 要: 论述了世界地下储气库运行管理的优化技术, 从投资费用, 运行费用, 投资回收期及经济效益方面对地下储气库进行了经济评价。

关键词: 天然气; 地下储气库; 优化; 经济效益; 评价

中图分类号: TE972.2, F272.5 文献标识码: A

地下储气库的重要任务是, 在遵守环境保护要求的同时, 在所确定的工艺制度下和在给定的时间内, 注入采出设计确定的天然气量。

1 地下储气库的运营管理[1~3]

地下储气库投入运行后, 能否达到设计要求, 实现它的各种功能, 关键就在运营管理。目前, 地下储气库建设技术比较先进的国家, 在地下储气库运营管理方面提出了一种叫做"工艺审查"的管理模式, 包括六种审查方式:

a)前期调查。在工艺设计阶段进行审查, 评价储气库的运行效率, 对设计方案的合理性提出评价意见。

b)投产前调查。确认地下储气库的各项工艺技术要素, 包括环保、机械、设备等, 都符合标准要求, 能保证储气库安全运行。

c)定期调查。了解储气库的所有工艺技术参数, 提出提高地下储气库运行效率的建议。

d)应急调查。当地下储气库运行效率出现急剧下降时, 及时进行调查, 弄清原因。这种调查可以是综合性的, 也可以是局部性的。

e)局部调查。这种调查只针对个别参数(如地层储气量、气井密封性、大气排放问题等)、单个机组和设备(如压缩机站、吸附器、分离器等)、个别技术指标(如气井产量、成本、利润等)。

f)快速调查。按地下储气库管理企业的计划, 在计划调查和定期调查之间开展的调查活动。这种调查在时间上和工作量上都是有限的。

通过这些调查, 弄清地下储气库的技术状况, 找出问题, 提出解决问题的措施和采用新工艺、新技术对地下储气库进行现代化改造的必要性。

2 地下储气库管理优化技术[3~5]

地下储气库管理优化的目标是: 在满足环境要求的前提下, 优化储气库的运行制度和工艺参数, 以最低的操作费用实现生产效率和经济效益的最大化。

经过多年的研究发现, 地下储气库的运行具有以下特点:

a)不断重复循环的工作制度。这为揭示和分析各种设施(地层、气井、压气站、天然气处理设备等)的运行参数提供了条件。

b)采气量要求经常变化, 随意性大。但是必须保证整个冬季期间的天然气需求。

为适应这些特征, 要求建立一个系统, 当确定的和预测的储气库工况发生变化时, 该系统能对变化的条件作出及时响应。

建立地下储气库运行自动化管理系统, 是各国优化储气库管理的主要途径。实行自动化管理可消除人工操作的局限性, 保证储气库操作达到最佳状态。

许多国家在地下储气库运行自动化管理方面开展了卓有成效的研究和实践, 取得了可喜的成果。

美国旧金山以东 110 km 处的麦克唐纳地下储气库采用了 SCADA 系统, 实现了现代化管理。该

收稿日期: 2004-02-25

作者简介: 熊光德(1956-), 男, 四川安岳人, 副译审, 从事科技情报翻译工作。电话: (028)86014476。

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

储气库储气能力约为 24×10^8 m^3，最大抽气量约为 34×10^6 m^3/d，有 1 个压气站和 2 个抽气站。对压气站的控制最初采用的是以继电器为主的机电式控制系统，1987 年首次进行改造时，更换成 1 台 GEF－6 的可编程序逻辑控制器（PLC）；1992 年对该控制系统再次进行改造，采用了 GEF－90/70PLC。经改造后，该系统只需 3 台 PLC 便可控制 2 台压缩机，而且还能为压气站提供控制功能。对抽气站的控制，1988 年前主要采用数字设备公司（DEC）的 PDP11/40 型计算机进行控制；1988 年改用 MPCO 公司的 352 型单回路数字控制器，安装了 1 套 AIMAX－Plus 操作员接口系统。控制系统具有图解数据显示，报警记录，井控，打印报表等功能。该储气库在安装了 1 套 SCADA 系统和 1 套冗余的图形显示系统后，实现了储气库的现代化运营控制与管理。

加拿大阿尔伯达中心地下储气库是一个衰竭油气田型储气库，储气能力约为 100×10^8 m^3，采用了当今最先进的压缩机组。在对压缩机组采用 PLC 控制后，被模拟和记录的数据达八种之多，包括：a）吸入/排出温度和压力；b）发动机温度和转速；c）压缩机和发动机气缸温度；d）涡轮增压器温度；e）发动机/压缩机润滑油温度和压力；f）计算载荷；g）空气过滤器的节流；h）燃料/空气温度和压力。

集散控制系统（DCS）在储气设施中得到了十分广泛的应用，并对多个 DCS 系统的控制开展了研究。遥控和自动化技术的进步，使在一个控制中心同时控制几个远程储库设施成为可能。

在北亚德里亚海上气田，成功地采用了一种叫做 SIRIONE－2 的系统对各个地下储气库的生产实行集中管理，大大降低了作业成本，能迅速满足输气管网的要求。

意大利正在研究建立一个集散式操作中心，以对 Po Valley 地区的所有储气库实行集中遥控管理，研究方向是：在 UNIX 环境下，采用 X-Window 作机器接口组成计算机网络，达到既能对所有储气设施的运行进行监视，又能通过每个 DCS 系统对各个设施的操作实行控制的目的。

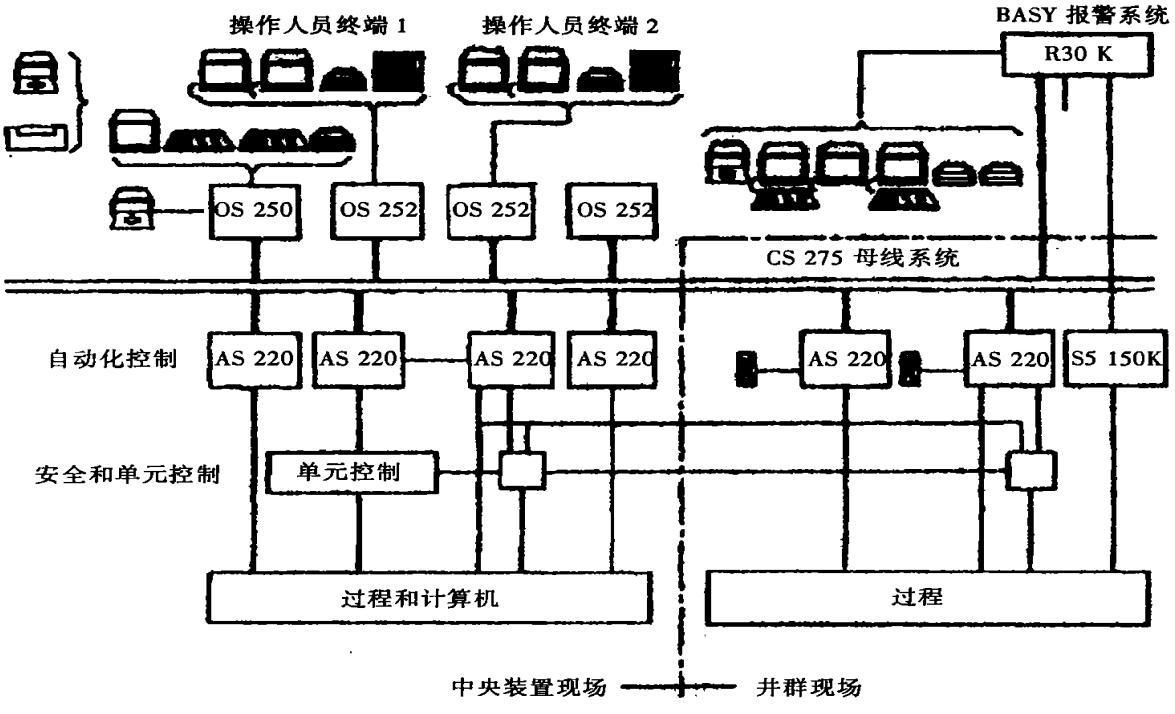

图 1 德国西门子公司设计的地下储气库综合自动化控制系统

图 1 是德国西门子公司设计的地下储气库综合自动化控制系统。该系统包括：

·由 VDU 管理的 TELEPERM^{R}M 过程控制系统；

·硬连接单元控制装置；

·SICONP^R 计算机系统；

·与安全性有关的 SIMATICS5 可编程序逻辑控制器。

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

对利用计算机模拟预测储气库的性能,国外已开发出了一系列化储气库性能的专用程序。运用这些程序可解决以下问题:

·增大各类地下储气库的有效气量,提高气井和地面设备的产量;

·降低成本,满足为增大有效气量和提高产量所需的、特殊的注采工作制度;

·确定残存气量、压缩功率和气井数量及井位的最佳组合。

3　地下储气库的经济评价[6,7]

地下储气库是一种一次性投资巨大,需长期运营的设施。但是地下储气库除具有良好的社会效益外,还具有显著的经济效益。

3.1　建设投资

建造一座地下储气库需要投入大量资金,其投资费用包括垫层费用、勘探费、钻井费、地下和地上设备费、连接管网建设费等。已建地下储气库的投资费用一般在 10~100 百万美元范围内。但就整个天然气工业系统而言,建造地下储气库的投资所占比重是相当小的。表 1 对前苏联和美国地下储气库基建投资在天然气工业总投资所占的比重作了对比,并与输气干线投资作了比较。

当储气库建在含水层或盐穴内时,勘探工作将是关键。在开发之前,要对每个可能选择的库址进行地震勘探。至少应钻 4 口勘察井。这些工作一般要大范围进行,但其费用不超过总投资的 15%。

表 1　地下储气库投资与天然气工业总投资的比较

指　　标	前苏联/百万卢布			美国/百万美元		
	1980 年	1985 年	1990 年	1980 年	1985 年	1990 年
天然气工业总投资	4 836.5	9 479.2	6 128	5 350	5 671	5 571
其中:						
输气干线	2 647.3	5 196.2	2 773.5	1 583	1 562	1 563
储气库	40.7	274.7	156.7	396	175	220
储气库投资与总投资比/%	0.8	2.9	2.6	7.4	3.1	3.9
储气库投资与输气投资比/%	1.5	5.3	5.6	25	11.2	14.1

钻井所需的投资取决于钻井的数量和储气库的储层深度,其计算公式如下:

$$C_w = N_w(a + bD) \tag{1}$$

式中　C_w——钻井总费用;

N_w——钻井总数;

D——平均深度;

b——一个表示钻井费用的常数,取决于地层的物理特性,特别是硬度;

a——与钻井有关的固定费用(人员、设备租金)。

在储气库库区地面,需要建压缩机站、气体处理装置、计量装置等设施,其费用取决于最大抽气量。计算公式如下:

$$C_m = m + nQ_{max} \tag{2}$$

式中　C_m——站场费用;

m——固定成本;

n——1 m^3 天然气的处理费用;

Q_{max}——最大抽气量。

投资费用中,垫层气费用相当大,按气体价格计,这项费用可能占总投资费用的 30%。为降低这项费用,国外专家正在研究用惰性气体替代天然气部分垫层气。

在美国,几种类型储气库的投资费用如下:

衰竭油气田储气库:单位投资成本最低,平均约为 4 美元/MCF(141 美元/km^3);

含水层储气库:单位投资费用为 7~12 美元/MCF(247~424 美元/km^3)。可分解为勘探 15%,钻井 30%,垫层气 30%,其它设备和管道连接 25%;

盐穴储气库:投资费用最高,单位投资费用约为上述两种储气库的 2 倍,估算约为 10~19 美元/MCF(353~671 美元/km^3)。

3.2　运行费用

表 2 列出了地下储气库运行费用的构成及所占比重。从表 2 可以看出:a)在运行费用中,人工费用只占 3%,而物质资源与技术资源费用占有 97%的比重,因此,节约使用物质资源和技术资源,即节约物化劳动,是降低储气成本的关键;b)垫层气费用约

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

占20%，用惰性气体替代天然气作垫层气，既能保持储层压力，保证气井产量，又是降低地下储气库运行费用的主要途径之一。

表 2 地下储气库运行费用

费用项目	所占比例/%
垫层气	19.6
人工工资及附加费	3.0
压缩机站操作费用	37.2
气井折旧费	9.0
储气库装备费	23.0
其他费用	8.2
合计	100

在美国，几种类型地下储气库 20 年间的运行费用如下：

衰竭油气田储气库：0.3～0.5 美元/MCF（10.6～17.6 美元/km^3）；

含水层储气库：0.3～0.5 美元/MCF（10.6～17.6 美元/km^3）；

盐穴储气库：0.3～2.5 美元/MCF（10.6～88.3 美元/km^3）。

3.3 投资回收期

投资回收期是评价地下储气库经济性的重要指标之一。地下储气库的连续操作时间，一般可达到 20 多年。根据地下储气库规模的大小，一般可在 5～7 年左右收回投资费用。

盐穴地下储气库的投资回收期可按下式计算：

$$T=\frac{K_{ПХГ}-K_{Г}}{Э-Э_{ПХГ}} \quad (3)$$

式中 T——投资回收期；

$K_{ПХГ}$——地下储气库投资；

$K_{Г}$——输气管线停输到恢复运行造成的损失，$K_{Г}=q\cdot e\cdot a\cdot t$；

Э——储气库运行效益；

$Э_{ПХГ}$——储气库运行费用；

q——输气管线供气量；

e——因短期停止向城市工业用户供气所造成的损失，卢布/km^3；

a——工艺耗气量所占比例；

t——储气库投入运行占用时间，$t=0.25$ d。

Э 值按下式计算：

$$Э=\eta\cdot t_1\cdot e\cdot q \quad (4)$$

式中 η——故障频次（按统计数据）；

t_1——排除故障时间，d。

表 3 是 1988 年根据式(3)，(4)计算的某一盐穴地下储气库投资回收期的实例。

表 3 地下储气库投资回收期

序号	指 标	数值
1	储气库中有效气量/10^6 m^3	300
2	投资额/百万卢布	29
3	采气和输气经营费用/百万卢布	5.9
4	储气库运行费用/百万卢布	2.0
5	输气管线供气量/10^6 $m^3\cdot d^{-1}$	15.0
6	因短期停止向城市工业用户供气造成的损失/卢布·km^{-3}	450
7	工艺耗气量所占比例/%	0.2
8	储气库投入运行占用时间/d	0.25
9	输气管线停输到恢复运行造成的损失/百万卢布	0.34
10	输气管线故障频次，取 0.9/km^3 管段	0.9/1 000
11	排除故障时间/d	3.5
12	储气库运行效益/百万卢布	13.61
13	投资回收期/a	5.14
14	投资有效系数	0.19

3.4 直接经济效益

在天然气长距离输送系统中，建造地下储气库具有十分显著的经济效果：能使输气干线投资降低 30%，使输气成本降低 15%～20%，可减少气田开采气井数量，降低输气压缩功率 15%。

评价具体某一地下储气库的经济效益时，可将储气库单位费用和储气库天然气的相应出厂价与输气管线交货的天然气价格进行比较。地下储气库的主要用途之一，是在季节性高峰耗气条件下优化利用输气系统的通过能力。因此，地下储气库的直接经济效益应表现在高峰气与低峰气出厂价格的价差上。如加拿大尤宁气体公司 1987～1988 年从“横贯加拿大管线”输气公司购买并销售的天然气的价格结构呈如下特征（见表 4）。

表 4 天然气价格结构/美元·$(GJ)^{-1}$

结 构	高峰气	低峰气	价格
气田销售价	2.09	1.02	1.07
输气价（按管线 100%负荷计）	0.98	0.83	0.147
出厂价	3.07	1.85	1.227
经济效益率	40%（8 700 万美元）		

供气最终用户的出厂价包括气田销售价、干线输气费用和配气公司费用与利润。就尤宁气体公司而言，气田价（包括从气田到阿尔伯达省，即到横贯加拿大管线首站的输气价）的价差，为按 1987 年 7

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

文章编号: 1006-5539(2004)02-0019-04

油气管道完整性维护决策分析

陈利琼[1], 李大勇[2], 李　卫[3], 刘　坤[1], 卢小刚[1]

(1. 西南石油学院, 四川 成都 610500; 2. 四川华成油气工程建设监理有限公司, 四川 成都 610051;
3. 四川石油天然气建设工程有限责任公司第二分公司, 四川 成都 610215)

摘　要: 老龄管网的完整性维护是管道输送公司的主要任务, 但维修预算受经济能力的制约, 因此管理者必须决定怎样最好地分配维护资源。提出了用决策分析来优化管道完整性维护措施的方法。在进行决策树分析的基础上, 建立了管道完整性维护决策的数学模型, 对模型中的状态变量、决策变量、后果发生概率、效用函数等进行了初步研究, 并对管道风险评价和完整性维护提出了建议。

关键词: 完整性维护; 油气管道; 决策分析; 数学模型
中图分类号: TE973.07, O242　　文献标识码: A

0　前言

目前, 在役管线的完整性维护已成为世界范围内管道公司关心的一个主要问题。要搞好管线的完整性维护需要大量的投入, 而受维护资源的限制, 管理者需要将有限的资金最有效地用于降低管道的风险, 以提高管线运行的安全性。选择最佳的管道完整性维护措施最简便的方法是进行决策分析。

决策分析是以概率论与数理统计为理论基础, 把统计决策方法应用于含有不可控制或不确定性因素的决策问题中而发展起来的一种决策方法。它以主观概率和反映各人价值取向的效用函数为主要概念, 大大开拓了统计决策方法领域, 是决策理论的一个分支。决策分析提供了一种定量的决策方法, 已经发展成为运筹学、系统科学与管理工作的重要工具。

月中止的短期合同气体销售价与 1988 年 1 月长期合同销售价二者之间的价差。地下储气库实现的经济效益约为 1.23 美元/GJ, 1988 年总共创利 8 700 万美元。

尤宁公司的实例令人信服地证明, 地下储气库不仅能保证供气安全, 而且还具有可观的经济效益。

参考文献:

[1] Крапивина ГС, Парфенов ВИ, Бимков П, etc. Технологический аудит подземного хранилища газа как способ повышения эффективности работы объекта [C]. Токио: Международная газовая конференция, 2003.

[2] PLC-controlled compressor packages keep gas flowing through Alberta Hub[J]. Pipeline Gas J. 2000, 227(6): 54-56.

[3] Букли Ф. Развитие и оптимизация ПХГ во Франции [J]. Газовая промышленность, 1995(12): 26-29.

[4] 吴邦辉. 地下储气库的优化管理[J]. 天然气与石油, 2000, 18(2): 17-19.

[5] Strickler J. Gas storage facility saves time, money while maximizing safety[J]. Pipeline Gas J. 2000, 227(10): 67-69.

[6] Тыщлярис, Гаспарян ВР, Бренц АД. Экономика подземного хранения газа[M]. Москва: Недра, 1991.

[7] Фурман ИЯ. Подземное хранение газа в единой системе газоснабжения[M]. Москва: Недра, 1992.

收稿日期: 2003-10-21

作者简介: 陈利琼(1976-), 女, 四川射洪人, 西南石油学院油气储运专业在读博士, 主要从事油气管道的安全性和可靠性研究。电话: (028)83033948。

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

NATURAL GAS AND OIL
(QUARTERLY)
Vol.22 No.2(Total No.196)Jun. 2004

SELECTED ABSTRACTS

SPECIAL SUBJECT: UNDERGROUND NATURAL GAS STORAGE

Function and Effect of Underground Natural Gas Storage

Wu Zhonghe, He Yu (China Petroleum Engineering Co., Ltd. Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610017, China) **NGO**, 2004, 22(2): 1~4

ABSTRACT: Introduced are function and effect of underground natural gas storage, expounded are current situation and development of underground natural gas storage in the world and stated is the necessity of underground natural gas storage construction in our country.

KEY WORDS: Natural gas; Underground natural gas storage; Function; Necessity

Geological Condition Requirement and Selection of Underground Natural Gas Storage

Xian Zhiwei, Xie Zhen (China Petroleum Engineering Co., Ltd. Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610017, China) **NGO**, 2004, 22(2): 5~7

ABSTRACT: Expounded are types, features, geological configurations and selection of underground natural gas storage.

KEY WORDS: Natural gas; Underground natural gas storage; Type; Selection

Construction Technique of Underground Natural Gas Storage

Yan Guangcan, Wang Xiaoxia (China Petroleum Engineering Co., Ltd. Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610017, China) **NGO**, 2004, 22(2): 8~14

ABSTRACT: Expounded are construction technologies of underground natural gas storage, such as storage design, site selection, determination of main parameters and usage of station processes and equipments.

KEY WORDS: Natural gas; Underground natural gas storage; Design; Process; Construction

Operation Management and Technical and Economical Estimate

Xiong Guangde, ZhuXiao (China Petroleum Engineering Co., Ltd. Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610017, China) **NGO**, 2004, 22(2): 15~18

ABSTRACT: Expounded are optimization techniques for operation management of underground natural gas storage in the world and economical estimates are made to underground natural gas storage in investment cost, operation expenditures, investment recovery period and economical benefits.

KEY WORDS: Natural gas; Underground natural gas storage; Optimization; Economical benefit; Estimate

OIL & GAS TRANSPORTATION AND STORAGE

Decision Analysis on Integrity Maintenance of Oil and Gas Pipelines

Chen Liqiong, Liu Kun, Lu Xiaogang (Southwest Oil College, Chengdu, Sichuan, 610500, China)
Li Dayong(Sichuan Huacheng Oil Gas Engineering Construction Supervisory Co., Ltd. Chengdu, Sichuan, 610051, China)
Li Wei (Sichuan Oil and Gas Construction Engineering Co., Ltd. No. 2 Branch, Chengdu, Sichuan, 610215, China) **NGO**, 2004, 22(2): 19~22

ABSTRACT: The integrity maintenance of the aged pipeline net is a main task of pipeline companies. However, the maintenance budget is restricted by economy, so the manager must decide how to distribute maintenance resources. Decision analysis is put forward to optimize measures of pipeline integrity maintenance. Based on decision tree analysis, established is a mathematic model of decision analysis of the pipeline integrity. Pilot studies are also made on some variables such as character variable, decision variables, probability of consequence occurring and utility function. Some suggestions are made on pipeline risk assessment and integrity maintenance.

KEY WORDS: Integrity maintenance; Oil and gas pipeline; Decision analysis; Mathematic model

Calculation Example of Optimization Analysis on Oil Pipeline Operation

Meng Zhenhu (Jiangsu Industry College, Changzhou, Jiangsu, 213016, China) **NGO**, 2004, 22(2): 23~28

ABSTRACT: Analysis is made on the calculation example of a crude oil pipeline of 902.8km with 19 heated pump stations. The results show that the described method has excellent accuracy and can meet engineering requirements. Many useful viewpoints are put forward through analyzing these data.

KEY WORDS: Oil pipeline; Operation optimization; Global optimal solution; Pump viscosity behavior; Wax deposition; Influence caused by constraint values

Discussion on Baoying LNG Supply Station Construction

Liu Jiang (Jiangsu Oil Field Project Supervisory Department, Yangzhou, Jiangsu, 225009, China)
Zhang Changwei (Jiangsu Oil Field Oil Construction Office, Jiangdu, Jiangsu, 225261, China) **NGO**, 2004, 22(2): 29~31

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net