

中石化地下储气库建设现状及发展建议

张 光 华

中国石化胜利油田分公司经济开发研究院

摘 要 2017—2018 年冬春之际,我国多个省区在用气量高峰期都出现了天然气供应紧张的状况,暴露出我国储气调峰设施建设滞后等问题。作为目前中国最大的能源生产供应企业之一——中国石油化工集团公司(以下简称中石化)有责任不断加大天然气储气设施的建设力度,提高其利用率。为此,归纳出中石化地下储气库(以下简称储气库)建设的现状和特点:数量少、起步晚、技术优、规模大,分析了中石化储气库发展建设面临的主要问题:①储气库建设投资大、周期长,建设筹资难;②储气库选址资源稀缺,建设技术要求高;③储气库建设发展历程较短,运行管理经验不足;④缺乏相关配套政策支持,影响储气库建设速度。进而有针对性地提出了推进中石化储气库发展的建议:①加大储气库建设力度,提升储气调峰能力;②统筹协调地方和企业的关系,做好储气库的规划选址工作;③加强对储气库建设核心技术的攻关,高度重视储气库的安全管理;④不断优化储气库生产运行效率,有效降低建设管理成本,提高储气库经济效益;⑤用好用活、积极落实各项激励政策,加快和促进发展商业储气库;⑥充分借鉴和分享发达国家的经验,积极探索适合的战略储气库建设之路。

关键词 中国石油化工集团公司 地下储气库 建设现状 面临的问题 技术攻关 储备体系 发展建议

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.08.016

Underground gas storage of Sinopec: Construction status analysis and development proposals

Zhang Guanghua

(Economic Development Research Institute, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 8, pp.112-118, 8/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: During the gas-peaking months from winter in 2017 to spring in 2018, shortage of gas supply frequently occurred in many regions or provinces in China, which exposes many problems like the slow development of gas storage peak-shaving measures and facilities. As one of the major state-owned energy suppliers, Sinopec will have to accelerate the construction of natural gas storage facilities and explore many ways in improving those facilities' utilization. In view of this, this paper first summarizes the status and characteristics of Sinopec's underground gas storage (UGS), which started late in a small number but developed with advanced technologies and in a great scale. Then, the main challenging issues were pointed out for Sinopec as follows. (1) UGS construction involves such problems as a high cost, a long construction period and being difficult to raise funds. (2) UGS sites are difficult to find and high technical requirements will be necessary for construction. (3) Due to a short history, UGS operation and management experiences are far from enough. (4) For lack of supporting policies, UGS construction process is severely influenced. On this basis, the following proposals were thus presented: to accelerate UGS construction process and improve UGS peak-shaving capacity; to coordinate the relationship between local government and enterprise and do a good job of UGS planning and siting work; to make breakthroughs in UGS key technologies and attach great importance to UGS safety management; to optimize UGS operation efficiency and cut down cost in construction and management; to use flexibly and implement various incentive policies and accelerate UGS development in a commercial way; and to learn lessons and experiences from those developed countries and explore a way for China to implement strategic employment of UGS construction.

Keywords: Sinopec; Underground gas storage (UGS); Construction status; Challenging issues; Technical breakthrough; Storage system; Development proposals

作者简介: 张光华, 1965 年生, 高级经济师, 博士; 长期从事与石油天然气工业相关战略规划等决策支持研究工作; 现任中国石化胜利油田分公司经济开发研究院院长。地址: (257000) 山东省东营市东营区西四路如意街 4 号经济开发研究院。电话: (0546) 8554040, 15666672757。ORCID:0000-0003-4760-703X。E-mail: zhangguanghua.slyt@sinopec.com

2017—2018 年冬春之际，我国多个省区特别是北方地区出现了大面积的天然气供不应求现象，“天然气供应紧张”一方面严重影响了国民经济的发展和人民群众的生产生活，另一方面也暴露出我国天然气储气设施建设相对滞后、调峰能力亟待加强等一系列问题。为确保天然气安全、有效供应，作为中国最大的能源生产供应企业之一——中国石油化工集团公司（以下简称中石化）有责任不断加大天然气储气设施的建设力度、提高其利用率，解决天然气供需矛盾，有效缓解天然气季节性供应紧张局面，以保障国家的能源安全。为此，介绍了中石化储气库建设发展的现状，总结其技术特色，分析其面临的主要问题，进而有针对性地提出了发展建议。

1 储气库建设发展现状

随着我国西气东输、川气东送、缅气入滇、俄气南下等天然气长输管道的陆续建成和开建，以及沿海 LNG 接收站的陆续竣工，我国天然气规模化发展的管网体系已经基本形成。地下储气库（以下简称储气库）作为天然气调峰的主要手段，已成为储气保供的“一号主角”。近 10 年来，我国不断加大各类储气库建库技术研发及建设力度，相继建成了一批具有代表性的地下储气库，开拓了在复杂地质条件下储气库建设的技术创新之路。截至 2017 年底，我国储气库规模达到 $100\times 10^8\text{ m}^3$ ，比 2015 年增长了 $45\times 10^8\text{ m}^3$ ，储气库天然气调峰能力约占国内天然气年消费总量的 4.1%，取得了长足的进步。

相对于我国储气库建设的整体情况而言，中石化储气库建设发展现状（表 1）则表现出下述特点。

1.1 数量少

截至 2017 年底，中石化建成 2 座储气库（油气藏型 1 座、盐穴型 1 座）。其中文 96 储气库是中石化的第一座储气库，利用中原油田文 96 枯竭砂岩油

气藏而建，最大天然气应急调峰能力 $500\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ；江苏金坛盐穴储气库是中石化的第二座储气库，金坛储气库是中石化“川气东送”管道重要的配套工程，一期工程全部投产后，库容量预计达 $4.59\times 10^8\text{ m}^3$ ，可用于调峰的气量为 $2.81\times 10^8\text{ m}^3$ 。

1.2 起步晚

2010 年，中石化着手开展储气库建设。2010 年 8 月，中石化第一座储气库文 96 储气库工程开工，2012 年 9 月该储气库顺利投运，2013 年 11 月初具备生产调峰能力，2018 年 1 月，投产运行 5 年后，首次达到设计库容；2016 年 5 月，中国石化天然气分公司川气东送管道分公司江苏金坛储气库压缩机启动，标志着中石化首座盐穴储气库一期工程投产；2017 年 5 月，中原油田文 23 储气库一期工程开工；卫 11 储气库建设进入规划论证程序。

1.3 技术优

在储气库建设过程中，中石化不断总结和提升具有自主知识产权的储气库建设相关技术。文 96 储气库建设工程，先后对 14 口新钻注采井井位进行了优化和注采方案设计，对 63 口老井进行了方案处置，形成总计 12 项储气库注采工程关键配套技术和技术创新成果，整体技术达到国际先进水平。

1.4 规模大

中石化中原油田文 23 储气库项目是国家“十三五”重点建设工程，该储气库是在充分利用中原油田文 23 气田主块气层厚度大、封闭性好、储量大等有利条件的基础上规划建设（图 1）。设计库容为 $104\times 10^8\text{ m}^3$ ，有效工作气量超过 $40\times 10^8\text{ m}^3$ 。

中石化建成和在建的储气库均位于经济相对发达的中原地区和沿海省份，地理位置相对优越，是天然气需求量增长较为强劲的地区。这为中石化提升经济效益奠定了基础，同时也获得了良好的社会效益。文 96 储气库日供气量突破 $200\times 10^4\text{ m}^3$ ，有效地保障

表 1 中石化储气库基本情况概览表

储气库名称	储气库类型	地理位置	设计库容 / 10^8 m^3	投产时间	调峰气量 / 10^8 m^3	连接管网	服务区域	备注
文 96	枯竭油气藏	河南濮阳	5.88	2012 年 9 月	2.95	榆济管道	山东济南、淄博、青岛、菏泽，河南安阳、开封、郑州等	中石化第一座储气库
金坛	盐穴	江苏常州	4.59	2016 年 5 月	2.81	川气东送	江苏省、上海市的部分区域	中石化第一座盐穴储气库
文 23	枯竭油气藏	河南濮阳	104.2	在建	45.10	新粤浙管道	华北“五省二市”：北京市、天津市、山东省、河北省、河南省、山西省、陕西省	目前全国库容最大的储气库



图 1 文 23 储气库

了榆济管道的稳定供气。文 23 储气库建设项目，就是为了承担大华北地区“五省二市”的供气和调峰任务，建成后将极大地缓解华北地区乃至全国在用气量高峰期间的用气紧张局面。

2 储气库技术特色

中石化的储气库建设尽管数量少、起步晚，但发展后劲足、发展能力强，特别是充分利用在用的 2 个储气库积累了较强的技术及经营管理方面的经验和能力，并形成了自己的技术特色，分述于下。

2.1 前期研究到位，项目质量得以确保

以中石化第一座储气库文 96 枯竭气藏储气库为代表，由于此前缺乏储气库的设计和建设管理经验，中石化加强与其他单位的合作研究，借鉴国内外储气库建设的经验，从地理位置、构造特征、储层物性、储气规模及注采井网等方面上努力选择符合建设要求的储气库，进行可行性论证，先后进行了室内实验、数值模拟及现场试验，开展储气库建设关键技术攻关，形成了 6 项储气库注采工程关键配套技术和 6 项技术创新^[1]。始于 2002 年的江汉油田黄场盐穴储气库溶腔试验已经取得成功，初步设计 40 个溶腔，储气库总库容量达 $52 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。在枯竭油气藏改建储气库方面，基于对 43 个油气藏的对比筛选，最终确定将广华油藏作为中石化枯竭砂岩油藏改建储气库的首选之一，设计库容量为 $34.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2.2 在实践中不断完善和细化与钻采注相关的储气库建设配套技术，形成了核心能力

基于文 96 区块的地质特征及注采井的特殊要求，对文 96 储气库的井身结构、固井设计、完井设计、储层保护技术等方面进行了详细研究，不断优化井

身结构设计。室内实验优选水泥浆体系，针对储层特点优化固井工艺；设计射孔完井一体化管柱，研发射孔完井一体化投产施工技术，形成了适合该储气库的注采井钻井配套技术^[2]。现场钻井实践结果显示，注采井钻井周期明显缩短、井身质量合格、固井优良率高、完井及储层保护效果好，达到了工程设计的要求，充分证明了上述注采井钻井配套技术的科学性和实用性。

为了实施井口集中管理，满足后期生产频繁操作的要求，减少土地占用，通过综合对比分析，注采井采用丛式井组布井。新井均部署在构造高部位，全部采用双靶定向井的方式。这样做，既能钻全气层，又可以减少边水对储气库运行产生的不良影响。同时，优化钻井地质钻井工程设计，还减少了不必要的成本和支出。实钻过程中使用盐水泥浆，取消自然电位测井，油层套管固井质量检查，回接完成后全井段一次电测；不采取三开控压钻进方式钻井。密切结合区块地质特点和基层生产实际，以更好的优化方案设计、降低储气库钻井费用^[3]。对储气库压缩机的主机设计、成橇设计、电气控制设计和制造工艺进行技术攻关，先后破解了高压气缸、高压容器、高压冷却器、高压气缸注油、高压填料设计和振动控制、高精度气液分离、长薄壁缸套制造等 12 项关键技术难题。经过运行验证，机组设备运行稳定、能效高，部分指标优于国外同类机组，取得了良好的社会效益和经济效益。

2.3 通过强化管理，掌握储气库运营规律，保证项目的安全平稳运行

储气库处于“强注强采”式生产状态，处于多周期、大排量吞吐的周期运行过程之中。因此，需要充分利用储气库动静态资料，实时开展储气库动态监测与分析、评价工作，以保证储气库注采平稳。在储气库运行中，注重强化生产状况监控和分析，坚持气藏动态管理，坚持月度、季度、年度气藏动态分析，开展气藏地质研究，及时掌握储气库的运行规律。遵循“高注低采”的原则，根据调峰和应急生产需要，制订合理的生产制度。加强设备管理，严格执行设备管理制度和操作规程，严格落实设备紧固、防腐、润滑、调整、清洁十字作业法，按要求开展维护保养，确保了设备的正常运行。

SCADA 系统实现了对文 96 储气库集注站及井场注采全过程的数据采集和集中管理、远程监视和控制等，在网络通信方面实现了智能化的集中管理，

储气库站控室可对工艺现场与各注采气井场进行远程生产调度与监视控制,确保了储气库安全、平稳、高效、经济的运行(图2)。



图2 文96储气库实现了智能化集中管理

2.4 强化环保意识,实施绿色钻井,保住蓝天碧水

围绕“保护绿水青山,共建绿色家园”的目标,中石化储气库建设初期,以“绿色钻井”创建活动为载体,扼守安全红线不动摇。将生产垃圾、生活垃圾集中存放、集中处理,对泥浆药品采取上盖下垫,确保药品不落地,并与施工工程方签订环保责任状。实施网电钻机改造,文23储气库建设过程中共计减少CO₂排放量5304 t、氮氧化物排放量65 t。储气库运行中,站内设置有可燃气体检测报警系统,排出的废水经过二次利用和污水处理器处理,才会排到站外。质量清洁能源使管道沿线近1亿人口和生产企业受益。

3 储气库发展建设面临的主要问题

尽管中石化储气库建设取得了显著的进步,但由于存在着建库地质条件复杂、建设投资大、建设运行周期长、运行管理风险高等不利因素,以及发展起步较晚、经验不足、技术不配套、管理体系不完善等客观因素,致使其在储气库建设和运行中依然面临着很多的问题,归纳于下。

3.1 储气库建设投资大、周期长,建设筹资难

储气库的自然属性决定了其建设难度大,建库周期长。从开工建设到运营达到设计产能一般需要几年甚至十几年的时间。投资费用包括勘探投资、钻井工程费、地面工程费、垫底气费、矿产补偿费、人工成本、管理费用及企业增值税、建设期借款利息、

企业流动资金等。一座储气库的投资通常在几亿元至十几亿元。巨大的投资规模、较长的建设周期,导致储气库建设投资回收时间长、风险大,建设筹资难^[4]。

3.2 储气库选址资源稀缺,建设技术要求高

储气库建设对地质条件的要求相对苛刻,适宜建设储气库的库址对于每一个国家来说都是稀缺资源。从目前中石化天然气主要消费区来看,经勘察,具备建设储气库的气藏资源较少且大多数都已纳入储气库建设规划,不能满足未来的天然气调峰需要,需要积极寻找新的建库目标。从已纳入建库目标的油气藏看,大多油气层埋藏深、渗透率较低、严重水淹,大大增加了储气库的建设难度。另外,在储气库大型化、标准化和达容达产等方面技术尚不成熟,工程建设难度大、技术要求高也成为制约储气库发展的问题之一^[5]。

3.3 储气库建设发展历程短,运行管理经验不足

中石化储气库从开始建设到现在时间很短,虽然在储气库日常动态监测、评价优化、安全管理等方面积累了一定的运行经验,但基于地质、井筒和地面三位一体的链条式管理尚处于初级阶段,运行管理体系标准还处于逐步建立健全和调整完善阶段。当前中石化的储气库投产年限不长,但在高速强注强采下,注采管柱失效、圈闭密封性破坏等风险大大加剧,存在着安全监测、风险防范及完整性措施不健全的现象,正严重影响和威胁着储气库的安全运行。据国外的数据和资料,美国和欧洲曾报告了65例储气库泄露安全事故,造成了人员伤亡和财产损失^[6]。因此,在储气库安全保供方面,本质安全需要引起高度重视。

3.4 缺乏相关配套政策支持,影响储气库建设速度

近年来,国家虽然相继出台了一系列政策,鼓励各种所有制经济参与储气设施投资、建设、运营,但在投资主体的放开、储气调峰定价机制的完善、投融资和财政政策支持等方面仍然缺少配套的落实措施。在储气库建设投资资金保障、设施折旧方式方法、税收优惠政策、企业运行成本补偿、国家专项财政补贴等方面,给予的实质性、落地性支持政策仍显不足^[7]。目前直接面临储气库中大量的垫底气进项税难以抵扣的现实问题,大大增加了储气企业的现实经营负担,储气库建设效益难以体现,影响了储气库投资建设主体的积极性。中石化文96等4座储气库预计垫底气量合计将达 $69.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,形成增值税

进项税约 12.7 亿元,初步测算,企业需要多达数十年的时间才能加以消化。

4 对中石化储气库建设和运营的相关建议

我国天然气供应安全问题依然凸现,迫切需要将天然气战略储备建设问题纳入现代能源市场体系建设,依照因地制宜、安全环保、经济合理的原则,政府提供相关支持政策,建立以国家战略储气库为基础、油气企业商业储气库为主体的政企储备体系,政府统筹协调,企业自主经营,市场化运作。为推动上述目标的早日实现,笔者在此提出对中石化储气库建设和运营的建议,分述于下。

4.1 加大储气库建设力度,提升储气调峰能力

储气库调峰应急储备是天然气供应链中的重要组成部分,也是世界天然气利用发达国家的普遍选择。随着中俄东线天然气管道开工建设,加之中亚到新疆、缅甸到云南、东南沿海液化天然气进口,我国国内四大天然气进口通道已经初步建成。预计到 2030 年,我国天然气进口量将超过 $1\ 800 \times 10^8\text{ m}^3$,占天然气年消费总量的 40%^[8]。根据国外的经验:一旦国家的天然气对外依存度达到或超过 30%,储气库工作气量就需要达到年消费量的 12% 以上;如果天然气对外依存度超过 50%,绝大部分国家的储气库工作气量将达到天然气年消费量的 15% 以上^[9]。中石化储气库建设起步晚、规模小,正在按照全国储气库规划布局逐步推进。在国家大力推进储气库建设的背景下,中石化应加大储气库的建设布局,加大储气库库址筛选和前期评价的力度,有序地加大对储气库建设的投入,使自己的天然气调峰规模逐步赶上天然气消费量高速增长的需求。在建设规模上,近期主要考虑调峰储备,远期将考虑战略储备,尽快将储气库调峰能力提高到全国天然气消费总量的 10% 以上。

4.2 统筹协调地方和企业的关系,做好储气库的规划选址工作

已有的经验表明,储气库前期评价时间需要 3~5 年。为应对天然气调峰需求的快速增长,储气库建设应早规划、早研究、早建设、早运营。从国家层面统筹协调企业与地方的关系,布局全国储气库规划,完善储气库业务前期评价机制,每年拿出专项资金进行储气库选址的筛选评价。规划选址论证

主要是针对项目在建设前对建设地址的论证和决策,用于确定建设项目所在区域多方环境因素,达到项目建设基本要求,最终确定项目具体设定地点方位^[10]。通过国家牵头组织,开展全国性的地质勘查,全面掌握适于建设储气库库址的第一手资料,研究寻找适宜建库的地质构造和建库有利目标,有助于为企业建设多种类型的储气库提供基础支持。

4.3 加强对储气库建设核心技术的攻关,高度重视储气库的安全管理

较之于国外,我国的储气库在技术上仍存在着不少的差距,例如缺乏高压大型注采核心技术与装备、注气压缩机仍需依赖进口等,这就对钻完井等建库工程提出了更高的技术要求。由此提出建议:①中石化储气库建设具有自身的特点,并且不同类型的储气库现有技术水平也参差不齐,应立足国内建库规划及选址情况,将有效的科研力量合理应用并集中在关键技术攻关上,要加强储气库地质工程评价、注排机理以及低成本储气库监测技术等方面的研究;②学习、借鉴国外储气库建设的先进技术和经验,对适宜中石化储气库地质特点的核心技术进行攻关,以储层渗流为核心、井筒—地面为约束条件等,加强数值模拟技术的运用,建成集地下、地面于一体的三维仿真数值模拟数字化储气库,两化融合,实现储气库地下一井筒—地面一体化的设计、运行、管理;③加强政府、企业、高校间的合作,促进知识、技术和人才的有效集成,建立一种长期稳定、合作共赢的产、学、研产业联盟和利益共同体^[11];④在国际合作方面,与美国、法国、德国等国家和地区建立学术交流与合作关系,加强学术和信息交流,开展更多的联合研究项目,以期及早解决相关技术难题。

多种类型的储气库存在着不同的风险因素,需要高度重视对大量易燃易爆气体的安全管理工作。在安全环保管理、风险管控能力等方面,关注储气库的稳定性评价、优化运行管理、密封性检测等相对薄弱技术。具体做法包括:①以储气库安全管理的现代化为起点,进行安全分析,促进储气库的安全运行;②以预防事故为中心,对储气库进行系统安全评价,查明薄弱环节,采取有效的安全措施,控制并消除危险;③加强标准化体系建设,下大气力抓基础、建标准;④强化生产指挥平台建设,建成适应储气库运行特点的源头数据采集、多专业协同、多系统集成、多功能应用的一体化生产指挥平台,实现生产源头数

据的高度共享、实时管控、实时决策；⑤形成信息化生产指挥应用平台、生产全过程数字化采集技术、生产现场智能化视频监控技术、生产前端自动及远程调控技术、生产全参数智能分析预警等技术。

4.4 不断优化储气库生产运行效率，有效降低建设管理成本，提高储气库经济效益

储气库建设是一项复杂的系统工程，因此加强对储气库建设新技术、新工艺的研究，寻求安全高效的造腔方式是提升运行效率的有效途径。在钻完井设计、现场施工作业及作业管理等方面不断取得突破，通过采取钻井提速、减少非作业时间、压缩非生产性材料费用等措施有效地降低投资成本，如通过改进造腔工艺技术，提高造腔效率、缩短建库周期、节约建库投资。垫底气所需天然气体量巨大，资金需求巨大，并且需要长久储存，是储气库能否获得基本盈利的关键问题之一。因此，有必要积极探索研究利用惰性气体、二氧化碳等替代天然气作为储气库垫底气，努力降低垫底气投资。一旦这个世界性难题得以破解，将极大地降低储气库建设投资运行成本^[12]。

为实现储气库降本增效的目标，应强化、优化运行管理，提高运行效率。为此建议：①以数字化、可视化建设为基础，以自动化和远程调控为支撑，以智能化辅助决策、辅助管理为特征，以有效防范安全环保风险为底线，以生产全过程、全天候、无缝隙、立体化、透明化、实时化、超前化、智能化管控为手段，实现储气库开发效益和管理效益的最大化；②强化储气库的全面运营调度，进一步完善我国天然气管网，加强骨干管道间的联络线和区域输气管道的互联互通建设，深化“互联网+”思维，充分利用大数据、云计算、移动互联网等信息技术，创新生产运行和经营管控模式，实现生产管控实时化、运行一体化、分析智能化、决策最优化^[13]；③鉴于建库地质资源的不均衡性，储气库建设要摆脱单纯为某个干线配备储气库的模式，通过各干线之间的联络线将调峰能力较强地区剩余的工作气调配到调峰能力较弱的地区，根据不同地区的调峰需求，在各干线之间进行调配，进而确保重点地区、重点城市的调峰需求，在调峰需求较高时最大限度地满足市场需要，加速工作气的周转速度，这也是降低成本的有效手段。

4.5 用好用活、积极落实各项激励政策，加快和促进发展商业储气库

依据投资主体和投资回收渠道，目前储气库建设运营主要有3种模式：第一种是由上游油气企

业建设运营，努力实行独立核算；第二种是由下游城镇燃气经营企业建设运营；第三种为合作建设运营。推荐采用第三种模式，因为这样可以在合作方之间分摊储气库建设运营成本、降低商业风险、实现储气库建设资源的有效利用、共享储气库库容或收益。

建设运营方要充分利用财税优惠、土地使用、储气价格等政策，积极寻求国家政策的支持，包括拓宽融资渠道、合资建库等。通过PPP项目公司或社会资本方发行，募集资金用于以特许经营等PPP形式开展项目建设、运营，吸引更多企业参与商业储气设施建设运营，加快商业储气设施发展。同步天然气价格市场化进程，逐步建立储气调峰定价机制，在天然气价格体系中增加储气服务费用，使业务链上各环节的储气库投资主体均能获得其合理的相应投资回报，储气库具有独立的盈利能力，逐步实现储气库运营独立化、业务商业化、服务标准化。加强储气调峰领域的市场监管，市场监管部门、商业银行、资本市场监管部门等联合发力，定期向社会公布各地天然气市场需求信息，提前给储气库运营商提供预警信息^[14]。明确天然气业务链各环节市场主体调峰责任与储备义务，保障各类社会资本公平有序地参与市场竞争。启动优秀储气库运营商褒奖机制，推进相关储气库运营商进入政府市场采购的优先供应商目录，在评标时给予优先权重。

4.6 充分借鉴和分享发达国家的经验，积极探索适合的战略储气库建设之路

基础设施的投资建设成本高，一般的企业主体或个人投资者进入门槛高、投资积极性低。日本经过长期发展已建立起国家战略储备和商业储备相结合的储气调峰体系。目前，日本天然气储备由国家 and 民间企业共同承担，储备量分别为消费量的30天和50天，有效保证了储气调峰的需要^[15]。据此，建议借鉴发达国家做法，着手开展国家天然气战略储备基地建设规模和选址的论证，积极稳妥推进战略储气设施规划和实施。当前我国拥有较大的外汇储备量，因而可以跟踪国际天然气价格，通过国家战略规划，在天然气低价区间和淡季天然气价格较低时，由中石油、中石化等国有企业以国家外汇储备大量购买天然气储存在地下。这样做，一是可满足垫底气的需要，二是可用于经营商品气。油气价格涨跌是正常的现象，一旦抓住低价的商机，就可以为企业创造更大的经济效益。

参 考 文 献

- [1] 肖学兰. 地下储气库建设技术研究现状及建议[J]. 天然气工业, 2012, 32(2): 79-82.
Xiao Xuelan. Research and proposals on underground gas storage construction technologies[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(2): 79-82.
- [2] 腰世哲, 张延斌, 纪成学, 庞枫, 李敬忠. 文 96 地下储气库注采井钻井技术[J]. 西部探矿工程, 2015, 27(1): 45-47.
Yao Shizhe, Zhang Yanbin, Ji Chengxue, Pang Feng & Li Jingzhong. Wen 96 drilling technology for underground gas storage and injection wells[J]. West-China Exploration Engineering, 2015, 27(1): 45-47.
- [3] 张晓冉, 薛辉, 张磊, 程正刚. 文 96 地下储气库 SCADA 系统[J]. 油气田地面工程, 2014, 33(10): 90-91.
Zhang Xiaoran, Xue Hui, Zhang Lei & Cheng Zhenggang. Wen 96 SCADA system for underground gas storage[J]. Oil-Gas-field Surface Engineering, 2014, 33(10): 90-91.
- [4] 魏欢, 田静, 李建中, 王影. 中国天然气地下储气库现状及发展趋势[J]. 国际石油经济, 2015, 23(6): 57-62.
Wei Huan, Tian Jing, Li Jianzhong & Wang Ying. Status and development trend of underground gas storage in China[J]. International Petroleum Economics, 2015, 23(6): 57-62.
- [5] 袁光杰, 杨长来, 王斌, 夏焱, 班凡生, 庄晓谦. 国内地下储气库钻完井技术现状分析[J]. 天然气工业, 2013, 33(2): 61-64.
Yuan Guangjie, Yang Changlai, Wang Bin, Xia Yan, Ban Fansheng & Zhuang Xiaoqian. Drilling and completion technologies for the underground gas storage (UGS) in China: A state-of-the-art appraisal[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(2): 61-64.
- [6] 沈鑫, 陈进殿, 魏传博, 郝迎鹏. 欧美天然气调峰储备体系发展经验及启示[J]. 国际石油经济, 2017, 25(3): 43-52.
Shen Xin, Chen Jindian, Wei Chuanbo & Hao Yingpeng. European and American NG peak-shaving system and its enlightenment[J]. International Petroleum Economics, 2017, 25(3): 43-52.
- [7] 胡奥林, 何春蕾, 史宇峰, 于智博. 我国地下储气库价格机制研究[J]. 天然气工业, 2010, 30(9): 91-96.
Hu Aolin, He Chunlei, Shi Yufeng & Yu Zhibo. A discussion on the pricing mechanism of underground gas storage in China[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(9): 91-96.
- [8] 中国石油经济技术研究院. 2017 国内外油气行业发展报告[R]. 北京: 中国石油经济技术研究院, 2018.
CNPC Economics and Technology Research Institute. 2017 domestic and foreign oil and gas industry development report[R]. Beijing: CNPC Economics and Technology Research Institute, 2018.
- [9] 周军, 梁光川, 杜培恩, 李欣泽, 黄靖雅, 方琰蓁. 欧洲天然气储气库概况与运营模式[J]. 油气储运, 2017, 36(7): 759-768.
Zhou Jun, Liang Guangchuan, Du Pei'en, Li Xinze, Huang Jingya & Fang Yanli. Status and operation mode of underground gas storage in Europe[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2017, 36(7): 759-768.
- [10] 贾善坡, 金凤鸣, 郑得文, 孟庆春, 张辉, 林建品, 等. 含水层储气库的选址评价指标和分级标准及可拓综合判别方法研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2015, 34(8): 1628-1640.
Jia Shanpo, Jin Fengming, Zheng Dewen, Meng Qingchun, Zhang Hui, Lin Jianpin, et al. Evaluation indices and classification criterion of aquifer site for gas storage[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2015, 34(8): 1628-1640.
- [11] 丁国生, 王皆明. 枯竭气藏改建储气库需要关注的几个关键问题[J]. 天然气工业, 2011, 31(5): 87-89.
Ding Guosheng & Wang Jieming. Key points in the reconstruction of an underground gas storage based on a depleted gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(5): 87-89.
- [12] 丁国生. 全球地下储气库的发展趋势与驱动力[J]. 天然气工业, 2010, 30(8): 59-61.
Ding Guosheng. Developing trend and motives for global underground gas storage[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(8): 59-61.
- [13] 孟浩. 美国储气库管理现状及启示[J]. 中外能源, 2015, 20(1): 18-24.
Meng Hao. The US' gas storage management today and what can be learned for China[J]. Sino-Global Energy, 2015, 20(1): 18-24.
- [14] 王起京, 张余, 张利亚, 温庆和. 赴美储气库调研及其启示[J]. 天然气工业, 2006, 26(8): 130-133.
Wang Qijing, Zhang Yu, Zhang Liya & Wen Qinghe. Researches on American underground gas storages[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(8): 130-133.
- [15] 王振霞. 日本天然气发电经验与政策[J]. 中国能源, 2016, 38(6): 34-38.
Wang Zhenxia. Development of natural gas power in Japan: Experience and policy[J]. Energy of China, 2016, 38(6): 34-38.

(修改回稿日期 2018-07-16 编辑 居维清)