

国内地下储气库库址变化新趋势与发展建议

李春 闵忠顺 何海燕 刘洁 屠坤 吴海涛

New Trend and Development Suggestions for Change of Underground Gas Storage Sites in China

LI Chun, MIN Zhongshun, HE Haiyan, LIU Jie, TU Kun, WU Haitao

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2024020>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

国内外地下储库现状及工程技术发展趋势

Present State of Underground Storage and Development Trends in Engineering Technologies at Home and Abroad

石油钻探技术. 2017, 45(4): 8-14 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201704002>

我国地下储气库钻井完井技术现状与发展建议

Current Status and Development Suggestions in Drilling and Completion Technology of Underground Gas Storage in China

石油钻探技术. 2020, 48(3): 1-7 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020041>

地下储气库注采循环过程中储层干化问题研究

Drying Process in Underground Gas Storage Reservoir

石油钻探技术. 2018, 46(4): 1-8 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018122>

文23地下储气库关键工程技术

The Key Engineering Techniques of the Wen 23 Underground Gas Storage

石油钻探技术. 2019, 47(3): 18-24 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019063>

低渗透气藏水锁损害定量评价模型

Quantitative Evaluation Model of Water Blocking Damage in Low Permeability Gas Reservoirs

石油钻探技术. 2019, 47(1): 101-106 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019008>

低渗透油气藏高效开发钻完井技术研究主要进展

Key Achievement of Drilling & Completion Technologies for the Efficient Development of Low Permeability Oil and Gas Reservoirs

石油钻探技术. 2019, 47(1): 1-7 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019027>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀低碳减碳▶

doi:10.11911/syztjs.2024020

引用格式: 李春, 闵忠顺, 何海燕, 等. 国内地下储气库库址变化新趋势与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(3): 1-6.

LI Chun, MIN Zhongshun, HE Haiyan, et al. New trend and development suggestions for change of underground gas storage sites in China [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(3): 1-6.

国内地下储气库库址变化新趋势与发展建议

李春¹, 闵忠顺², 何海燕³, 刘洁², 屠坤¹, 吴海涛³

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油辽河油田分公司勘探开发研究院, 辽宁盘锦 124010; 3. 中国石油冀东油田分公司勘探开发研究院, 河北唐山 063200)

摘要:“十四五”期间, 国内地下储气库巨大的调峰缺口与资源劣质化形成鲜明对比, 储气库建设面临库址资源缺乏、技术难度升级等技术挑战。通过系统调研分析全球储气库类型及特征, 提出了国内储气库库址变化新趋势; 从建库新模式、理论技术、配套政策等方面探索了储气库建设发展对策, 并针对国内天然气资源与市场分离、多调峰方式并存、储气库类型地域差异等特点, 构建了储气库建设总体布局与数字化发展方向。研究得出, 国内储气库库址呈现多样化、大型化、复杂化和数字化 4 大新趋势; 通过采用大面积低渗透岩性气藏“三区带”和油藏气驱采油与储气库协同建库的新模式, 能够激活一批库址资源, 极大提升调峰能力; 攻关储气地质体动态密封性评价、高速交互注采渗流机理与库容设计、复杂盐层造腔新工艺及提高空间动用等新技术, 能大幅提升运行效率、降低安全风险。研究结果为充分挖掘库址资源、指导复杂储气库高效设计提供了科学支撑。

关键词: 地下储气库; 低渗透气藏; 油藏; 新模式; 协同建库; 发展建议

中图分类号: TE822 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2024)03-0001-06

New Trend and Development Suggestions for Change of Underground Gas Storage Sites in China

LI Chun¹, MIN Zhongshun², HE Haiyan³, LIU Jie², TU Kun¹, WU Haitao³

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing, 100083, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin, Liaoning, 124010, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei, 063200, China)

Abstract: During the 14th Five-Year Plan period, the huge peak shaving gap and resource degradation of underground gas storage (UGS) in China have formed a sharp contrast. UGS construction faces challenges, such as a lack of storage site resources and upgrading of technical difficulties. Therefore, through systematical research and analysis of the types and characteristics of global UGS, new change trends in Chinese UGS sites were proposed, and development strategies for UGS construction from the perspectives of new modes, theoretical technologies, and supporting policies were explored. In response to the characteristics of separation between natural gas resources and markets in China, the coexistence of multiple peak shaving methods, and regional differences in UGS types, an overall layout and digital development direction for UGS construction were proposed. Chinese UGS sites present four new trends, namely diversification, large scale, complexity, and digitalization. The new mode of “three zones” in large-scale low-permeability lithological gas reservoirs and collaborative construction of oil reservoir gas drive and UGS can activate a batch of site resources and greatly improve peak shaving capacity. New technologies such as dynamic sealing evaluation of gas storage geological bodies, seepage mechanism and storage design of high-speed interactive injection

收稿日期: 2023-02-18; 改回日期: 2024-01-16。

作者简介: 李春 (1980—), 男, 四川阆中人, 2003 年毕业于大庆石油学院石油工程专业, 2008 年获成都理工大学油气田开发工程专业硕士学位, 高级工程师, 主要从事油气藏储气库气藏工程、注采优化方面的工作。E-mail: lichun30@petrochina.com.cn。

通信作者: 闵忠顺, minzs@petrochina.com.cn。

基金项目: 中国石油基础性前瞻性课题“油藏建库库容形成规律与气库参数指标设计方法”(编号: 2022DJ8302)、中国石油重大试验课题“辽河马 19 水淹油气藏气驱采油与储气库协同建设关键技术研究” (编号: 2022ZS0902) 和“冀东堡古 2 高挥发性油藏气驱采油与储气库协同建设关键技术研究” (编号: 2022ZS0903) 部分研究内容。

and production, and new technology for complex salt cavity building and space utilization improvements, can significantly improve operational efficiency and reduce safety risks. The research results provide scientific support for fully excavating site resources and guiding the efficient design of complex UGS.

Key words: underground gas storage; low-permeability gas reservoir; oil reservoir; new mode; collaborative construction; development suggestions

天然气地下储气库(以下简称储气库)是用于天然气注入、储存、采出的地下地面一体化系统,具有季节调峰、应急保供和战略储备等功能^[1]。在我国碳达峰、碳中和及能源转型发展的大背景下^[2-3],天然气作为优质、高效、更清洁的能源,国内2035年调峰需求将高达 $450 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上,但目前仅建成调峰能力 $230 \times 10^8 \text{ m}^3$,调峰缺口较大、建设任务繁重。随着国内储气库建设日益深入,大型岩性气藏、高含水油藏、薄层盐岩等复杂库址将逐步纳入建设范围。“十四五”以前,国内储气库主要为中高孔渗、背斜构造气藏和高品质厚层状的盐岩^[4-5];针对气藏气水注采渗流机理、分区带库容参数设计、高速有限时率注采井网优化,以及层状盐岩造腔机理与工艺、库容参数预测、采卤连通老腔改造等,形成了相对成熟的建库模式和理论技术^[6-7],指导建成了以呼图壁、相国寺气藏和金坛盐穴等为代表的大型储气库。但是,常规模式存在设计精度低、扩容达产慢、盐层利用率低和经济效益差等缺点,对于无明确边界、油气水多相渗流、薄盐层厚度薄品质低的大型岩性气藏,已无法满足其高效、经济建设的需求。

针对上述问题,Wang Jieming等人^[8]提出了大型低渗透岩性气藏开发与储气库协同“三区带”模式;李进步等人^[9]研究提出了低渗透岩性气藏型储气库建库设计与运行优化关键技术;江同文等人^[10]提出了天然气顶部重力驱油储气一体化建库技术,指导塔里木油田DH油藏驱油储气一体化建库;高广亮等人^[11]建立了油藏改建地下储气库库容量计算方法;康延鹏等人^[12]提出了针对薄盐层的双井水平腔,李龙等人^[13]进一步论证了小间距对井造腔的可行性,周军等人^[14-15]研究了盐岩注采稳定性及方案优化。但是,目前的研究工作聚焦于探索某一特殊类型储气库核心难题的解决方法,缺乏对国内储气库库址变化特征的认识及整体发展对策与建议。为此,笔者通过系统调研分析全球储气库类型及特征,提出了国内储气库库址变化新趋势;从建库新模式、理论技术、配套政策等方面探索储气库建设发展对策,最后构建了储气库建设总体布局与数字化发展方向,以期对充分挖掘库址资源、指导复杂储气库设计提供技术参考。

1 储气库类型及库址变化新趋势

1.1 国外储气库类型及特征

按原始流体和存储空间的差异,储气库一般划分为气藏、油藏、盐穴、水层和矿坑等5种类型。截至2023年底,全球共有698座储气库^[16],总的工作气量达 $4\,165 \times 10^8 \text{ m}^3$,约占天然气年消费量的11%(见表1)。储气库主要集中在欧美发达国家,工作气量一般占年消费气量的13%~27%,高于全球平均水平。一般对外依存度越高的国家,工作气量占比也越高。从国外百年建库实践来看,气藏型储气库具有储气规模大、调峰能力强、建设成本低、安全环保等显著优势,是最主要的储气调峰设施,且整体呈多类型储气调峰体系的特点。同时,受库址资源分布的影响,各国储气库类型构成也具有差异,如美国油气资源丰富、各类储气库均有,气藏、油藏、盐穴、水层分别为291,28,38和41座;俄罗斯则以大型气藏和水层为主,分别为15和7座。

表1 全球不同类型储气库工作气量统计

Table 1 Statistics of working gas volume for worldwide different types of UGS

储气库类型	数量/座	工作气量/ 10^8 m^3	占总工作气量比例, %
气藏	477	3074.00	73.81
水层	72	473.00	11.35
盐穴	105	375.00	9.01
油藏	41	242.00	5.81
矿坑	3	0.85	0.02

1.2 国内储气库类型及特征

我国从20世纪90年代启动商业储气库选址设计,截至2023年底,在役储气库(群)29座,设计工作气量 $330 \times 10^8 \text{ m}^3$,形成调峰能力 $230 \times 10^8 \text{ m}^3$,占天然气消费量约4.5%。从在役储气库(群)来看,国内以气藏型为主,类型较单一,其中气藏型储气库(群)26座,数量占比89.6%,工作气量占比91.0%;盐穴储气库(群)3座,数量占比10.4%,工作气量占比9.0%;油藏和水层尚无建成实例,矿坑未纳入规划。与国外相比,我国建库地质条件整体较复杂,

普遍具有构造破碎、埋藏深、储集层非均质性强、开发中后期地层水侵等特点。但通过挖掘库址资源,已建成一批相对优质的资源库,如以呼图壁、双 6 储气库为代表的大型气藏型储气库,砂体发育、物性好,且为干气或凝析气、边底水能量弱,运行指标达到或超过设计值;以金坛储气库为代表的厚层状盐穴储气库,盐层厚、品质好、杂质少,单井造腔速度快、利用率高,整体建库效益较好。

1.3 国内库址变化新趋势

作为储气调峰能力建设的物质基础,经历 30 多年的筛选评价与建设运行,国内储气库库址资源已从类型单一、相对优质,向多元化、大型化、复杂化等方向发展。

1) 多元化。多元化是世界储气库发展的实践经验,更是我国产气区与用气市场分离、库址资源匮乏所决定的。为满足未来储气调峰需求,“十四五”将从气藏为主转向气藏、盐穴、油藏、水层多类型共建的新格局。而新建库目标重点是油藏,尤其是东部调峰市场区的高含水、高挥发性复杂断块油藏。气藏则趋向于建库地质条件更加复杂的新类型,如以榆林为代表的大型低渗透岩性气藏。这些新类型的油藏和气藏一旦建设成功,将直接激活一大批库址资源。水层则做好前期评价与技术储备,为中长期储气库规划提供后备资源库。

2) 大型化。随着国内天然气消费量快速增加和对外依存度的持续攀升,储气调峰能力远期需求预计将达到 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上^[17],按目前单库平均工作气量 $8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 计算,至少需新建储气库 125 座,数量多、投资高、管理难,而储气库大型化是解决调峰需求与建库数量之间矛盾的基本途径。目前,大于 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的储气库约占 25%,未来将大幅提升至 60% 以上,如榆林大型气藏建库规模达 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$,TZ、XG 等大型油藏储气库(群)规模 $28 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

3) 复杂化。受板块运动、多期次构造活动叠加影响,我国建库地质条件整体较国外复杂,由于“十四五”前条件相对较好的库址已建成投运,如呼图壁、双 6 等大型气藏,以及金坛厚层状盐穴等。“十四五”建库只能筛选建库条件更加复杂的库址目标:气藏将进一步拓展到中低渗、强非均质气藏,如榆林低渗透岩性气藏;油藏断裂发育、油气水多相流、无原生气顶、密封性不落实等,如 TZ、XG 等复杂油藏;盐穴盐层薄、品位低、多夹层。这些复杂条件对储气地质体密封性评价、多相渗流机理、库容参数设计、造腔模式与形态控制等提出了

更高的技术挑战。

4) 数字化。数字化是支撑世界油气工业目前发展的强大引擎,而储气库数字化是行业未来发展的必由之路,也是智能模拟与决策分析的基础平台。国内储气库数字化尚处于起步阶段,库址资源、监测数据、市场需求、管网能力等基础数据库尚未搭建,且现有信息管理存在平台不统一、数据不完整、共享应用难等问题,同时也面临技术研发、应用瓶颈和跨界融合等重大挑战。

2 新趋势下储气库建设发展对策

国内“十四五”库址资源变化的新趋势及需满足高速交变注采的特殊工况要求,不仅导致储气库地质体密封性评价、库容参数等设计难度增大,且对建库模式、经济效益等提出了新的挑战,常规气藏建库模式与技术方法不再适用。

2.1 多类型储气库建库新模式

大面积低渗透岩性气藏和复杂油藏是未来新建库的重要类型,受岩性圈闭、油气水多相流体分布的影响,不满足常规中高渗背斜构造气藏建库模式。低渗透岩性气藏储气库全球前所未有的,常规模式存在建库边界不明确、低渗透强非均质储层注不进采不出、薄层低渗透气井产能低的难题;而油藏建库国内处于空白,且无原生气顶、油气水多相流,次生气顶扩展、相间传质等作用机理更加复杂。

2.1.1 大面积低渗透岩性气藏“三区带”建库新模式

针对常规背斜气藏整体建库时存在气体外溢、效率低、投资高的难题,提出了大面积低渗透岩性气藏“三区带”建库新模式。该模式内涵为以“甜点注采区”为核心、“外溢控制区”为屏障,“开采外围区”为协同,实现由整体到局部、静边界到动边界、气藏开发到藏-库联动的转变。调峰架构为气田原井组与局部甜点区新钻注采井(储气库)组成协同调峰系统,原井组均衡采气,淡季新钻注采井注入,旺季新、老井协同采气调峰,从而破解传统建库模式外溢和低效困局。甜点注采区作为核心区,是从整体大型低渗透气藏中优选出局部砂体厚度大、平面连通性好及储层物性好的相对发育区,并通过优化运行压力提压、多分支水平井提产、不破坏盖层密封性的微压裂改造增产等工艺技术,进一步提高运行效率、降低投资。外溢控制区作为辅助采气区,利用气田老井或新钻井,采出核心区向控制区外溢的天然气,形成可控的动态渗流边界,

降低注入气外溢损耗、提高经济效益。计算表明,储气库有限注采时率周期转换条件下,可以形成低渗透储层特有的动态渗流边界,且边界范围可控,外溢量小于5%;开采外围区兼具气田开发与动态监测功能,既作为气田进行正常开发,又作为监测区评价注入气运移方向,保障注采区及外溢区的安全运行。该模式亟需攻关注采区筛选评价、外溢区动边界预测优化、调峰能力设计新方法和三区联动地质工程一体化配套技术。

2.1.2 油藏气驱采油与储气库协同建设新模式

采用天然气驱提高采收率,成本高、经济效益低,而CO₂驱无法形成储气库调峰所需的有效次生气顶。同时,受油气水多相流、注入干气与原位流体相间传质作用的影响,以储气调峰为目的的油藏建库周期长、效率低、效益差,且油藏断裂发育、无原生气顶,交变工况下油藏储气地质体密封性不落实。基于塔里木油田DH油藏驱油储气一体化建库实例,结合天然气驱油与油藏建库的优缺点,提出了油藏气驱采油与储气库协同建设新模式^[10]。该模式通过向油藏顶部注入天然气,利用天然气驱辅助重力/混相驱等方式驱替地层原油,一方面提高原油采收率,另一方面通过驱替采出地层原油,腾出地下空间以形成有效储气空间。随着注入气量增加,无原生气顶的油藏将从小气泡逐步形成扩大次生气顶,当顶部次生气顶达到一定规模后,即可从初期提高原油采收率为目的的油藏注气驱油阶段过渡到以提高储气调峰能力为核心的油藏建库阶段。新模式深度融合油藏气驱采油与储气库建设,实现油藏提高原油采收率和储气调峰能力的双重效益。该模式需攻关油藏气驱采油与储气库协同建设转换时机、气液(油/水)高速交互滚动排驱空间动用效率与提高原油采收率、库容参数设计与次生气顶形成控制等关键技术。

2.2 大型复杂储气库建库新技术

油气藏具有断裂系统发育、油气水多相流以及盐岩品位低、厚度薄、夹层多的特点,常规建库技术将导致安全风险高、空间动用差、建库效率低,因此新技术攻关成为解决复杂地质条件储气库建库设计难题的突破口。

2.2.1 储气地质体动态密封性评价技术

早期采用局限于盖层和断层的静态密封性评价方法,如盖层厚度、物性,断层关键要素、两盘对接关系等。“十三五”期间提出了储气地质体的概念,将范围延展到涵盖储气层、上覆盖层、下伏地层、断

层、围岩及相关油气水流体组成的一个或多个圈闭,并提出了动态密封性技术体系。“十四五”需进一步交叉融合大尺度地质建模、岩石力学与地质力学、渗流力学等多学科,采用物理模拟与数值模拟技术,深化形成高速交变工况下动态密封性模拟方法,揭示储气地质体注采密封动态演化规律、力学行为特征及失效机理,建立动态密封性评价的量化指标体系,进一步夯实储气地质体基础地质理论。

2.2.2 高速交互注采渗流机理与设计方法

前期以中高渗气藏为核心,揭示了多轮相渗滞后和分区差异动用气水互驱渗流等规律,建立了库容多因素分区预测、有限时率井网设计等方法^[18-21],但针对油藏的气液(油/水)交互驱渗流机理的研究处于空白。“十四五”需综合宏观仿真试验和微观渗吸模拟方法,揭示气液交互滚动排驱扩容与空间动用机理、油气体系相行为特征与作用机制,创新强非均质多相流建库库容参数、交变工况复杂结构井产能、有效时率注排井网设计方法。同时,针对大型化建库需求,形成地质工程一体化杀手铜技术,提高储气空间动用效果,如大型油气藏储气甜点区优选、水平井/多分支井钻完井、低渗透储层微压裂改造一体化技术等。

2.2.3 造腔新工艺及提高空间动用技术

国内盐穴具有盐层薄、夹层厚和杂质多的特点,国外和金坛厚盐层建腔方式速度慢、成本高,无法满足快速形成调峰气量的建库需求。同时,国内大量废弃盐腔可快速形成工作气量,但复杂连通老腔改建库安全风险高、空间利用率低。因此,突破传统造腔模式和加快废弃盐腔利用是快速提升盐穴调峰能力的重要途径:一方面,需夯实复杂盐层多井型造腔机理,创新水平腔、单井双腔、双井单腔造腔工艺,提高盐层利用率和造腔速度;另一方面,深化采卤盐腔综合利用配套技术,创新水平对接老腔改建、复杂联通老腔改建等核心技术,提高残渣空隙空间利用率,实现盐腔资源的高效再利用。

2.3 业务建设运行新政策

“十四五”期间,复杂建库条件使投资大幅增加,单靠企业建设运行将导致投资回收期更长、经济效益更差,因此需要配套新政策,以支持业务可持续发展^[22]。一是储气库建设资金由国家予以部分补贴。在前期财政支持基础上,“十四五”继续申请给予储气库建设资金支持政策,保证建设工作顺利开展,同时减轻企业经济负担。二是明确储气调峰气价。国外发达国家储气库按市场化方式运营,

储气库气价由市场供需确定,即调峰旺季气价上浮、用气淡季气价下降。结合国内特殊国情和市场发育程度,制定合理的调峰气价,以提高企业运营收益:首先各公司层面分地区按照补偿成本、运维费用、合理收益原则确定储气成本;然后申请在终端销售价格中加入符合现行经济政策的调峰气价。三是出台油气藏协同建库新模式下油气田相关经济政策。包括油田公司天然气产量的考核补偿机制、剩余可采储量的核定与置换机制、储气库建设投资及注采费用来源等。

3 储气库总体布局与数字化发展方向

针对国内天然气资源与市场分离、多种调峰方式并存、储气库类型多样且地域差异等特殊情况带来的调峰模式不明、气库布局不清等难题,以及长期安全运行对实时监测与风险预警的要求,需建立适应国内特殊条件和安全运行的储气库建设总体布局与数字化发展方向。

1) 建立以储气库调峰为主,气田和 LNG 储备库调峰、管网调配为辅的整体调峰模式,统筹满足各地区调峰需求,解决资源与市场分离、储气调峰设施分布不均的问题。东部沿海地区应针对建库滞后、资源不足的问题,发挥已建 LNG 储备库的周转能力提高调峰保供能力;中西部产气区应充分利用已建储气库调峰,用气高峰期利用气田辅助调峰;其余地区充分挖掘库址资源,形成以储气库为主、管网为辅的调峰模式。

2) 形成基于区域定位、资源类型等的分区储气基地格局,以适应储气库类型多样、地域差异的特殊情况。如西北和西南区域定位战略储备,大型优质气藏为主、兼顾油藏;中西部兼具战略储备和季节调峰,以长庆油田大型低渗透岩性气藏为主;东北区域兼具战略储备和季节调峰,以油气藏为主;华北区域定位季节调峰,以京津冀地区的中小规模气藏和复杂断块油藏为主;中东部以调峰为主,优选盐穴和水层。

3) 聚焦以提升卡脖子专业软件自主研发、信息共享平台为依托的知识共享能力、多方实时调峰跨界深度融合为核心的数字化发展方向。利用先进的数字采集技术、云计算平台、数据分析挖掘、人工智能等,实施信息系统升级与云化部署、库群多方联动优化运行技术、地质-井筒-地面一体化模拟平台、安全预警与分析优化决策系统等,大幅提高注采效

率和运行安全,积极推进储气库建设智能化应用。

总之,要基于功能定位、资源类型、储气调峰设施分布等,不同地区采取与储气库类型相结合的差异化布局策略,中西部以战略储备、大型气藏资源为主,中东部以季节调峰为主,以油气藏、盐层为主的储气库发展总体思路,而调峰模式应以储气库为主、LNG 储备库与气田调峰为辅。同时,数字化是储气库建设的必由之路,4 个方向融合发展、互为一体。

4 结论与建议

1) “十四五”期间,国内储气库库址呈现多样化、大型化、复杂化和数字化等新趋势,储气库建设面临库址资源缺乏、技术难度升级等重大挑战。

2) 基于新理念、新技术和新政策的“三新”发展对策是储气库建设较为现实可行的基本途径,新模式体现为大面积低渗透岩性气藏“三区带”建库和油藏气驱采油与储气库协同,新技术涵盖储气地质体动态密封性评价、多相流交互注采机理和复杂盐层造腔新工艺,新政策涉及资金支持、调峰气价和经济政策等。

3) 多种调峰模式和分区储气基地布局是解决资源与市场分离、储库类型地域差异的重要途径,而数字化发展将满足长期安全运行对实时监测与风险预警的高要求,但也面临技术研发、应用瓶颈和跨界融合等重大技术挑战。

4) 建议加强新类型储气库建库新模式与核心理论技术攻关,深化形成不同地区与储气库类型相结合的差异化布局方案以及以储气库为主、LNG 储备库与气田为辅的调峰模式,加快实施信息系统升级与云化部署、库群多方联动优化运行技术、地质-井筒-地面一体化模拟平台、安全预警与分析优化决策系统的一体化数字发展道路。

参 考 文 献

References

- [1] 郑雅丽,丁国生,张云峰. 天然气地下储气库工程概论 [M]. 北京:石油工业出版社,2021: 1-10.
ZHENG Yali, DING Guosheng, ZHANG Yunfeng. Underground gas storage engineering introduction[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021: 1-10.
- [2] 廖璐璐,李根生,宋先知,等. 我国脱碳路径与油公司能源转型策略研究 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(1): 115-122.
LIAO Lulu, LI Gensheng, SONG Xianzhi, et al. The study on decarbonization pathway and structural transformation of oil companies in China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(1): 115-122.

- [3] 李阳,王敏生,薛兆杰,等.绿色低碳油气开发工程技术的发展思考[J].石油钻探技术,2023,51(4):11-19.
LI Yang, WANG Minsheng, XUE Zhaojie, et al. Thoughts on green and low-carbon oil and gas development engineering technologies[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(4): 11-19.
- [4] 马新华,郑得文,魏国齐,等.中国天然气地下储气库重大科学理论技术发展方向[J].天然气工业,2022,42(5):93-99.
MA Xinhua, ZHENG Dewen, WEI Guoqi, et al. Development directions of major scientific theories and technologies for underground gas storage[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(5): 93-99.
- [5] 张博,吕柏霖,吴宇航,等.国内外盐穴储气库发展概况及趋势[J].中国井矿盐,2021,52(1):21-24.
ZHANG Bo, LYU Bailin, WU Yuhang, et al. Development and trend of salt-cavern gas storage in domestic and abroad[J]. China Well and Rock Salt, 2021, 52(1): 21-24.
- [6] 马新华,郑得文,申瑞臣,等.中国复杂地质条件气藏型储气库建库关键技术与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(3):489-499.
MA Xinhua, ZHENG Dewen, SHEN Ruichen, et al. Key technologies and practice for gas field storage facility construction of complex geological conditions in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 489-499.
- [7] 孙军治,陈加松,井岗,等.国内盐穴储气库建库关键技术研究进展[J].盐科学与化工,2022,51(10):1-7.
SUN Junzhi, CHEN Jiasong, JING Gang, et al. Research progress on key technologies of salt cavern gas storage construction in China[J]. Journal of Salt Science and Chemical Industry, 2022, 51(10): 1-7.
- [8] WANG Jieming, WANG Jinkai, XU Shujuan, et al. A novel mode for “three zones” collaborative reconstruction of underground gas storage and its application to large, low-permeability lithologic gas reservoirs[J]. Energy, 2022, 253: 124148.
- [9] 李进步,夏勇,王德龙,等.鄂尔多斯盆地低渗岩性气藏型储气库建库设计与运行优化关键技术[J].天然气地球科学,2023,34(8):1442-1451.
LI Jinbu, XIA Yong, WANG Delong, et al. Key technologies of construction design and operation optimization for underground gas storage of low permeability lithologic gas reservoirs in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(8): 1442-1451.
- [10] 江同文,王正茂,王锦芳.天然气顶部重力驱油储气一体化建库技术[J].石油勘探与开发,2021,48(5):1061-1068.
JIANG Tongwen, WANG Zhengmao, WANG Jinfang. Integrated construction technology for natural gas gravity drive and underground gas storage[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(5): 1061-1068.
- [11] 高广亮,刘伟,李聪,等.油藏改建地下储气库库容量计算方法[J].天然气工业,2023,43(10):132-140.
GAO Guangliang, LIU Wei, LI Cong, et al. A calculation method for the storage capacity of UGS rebuilt from oil reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(10): 132-140.
- [12] 康延鹏,巴金红,王建夫,等.盐穴储气库水平腔形态稳定性优选[J].石油钻采工艺,2022,44(4):487-493.
KANG Yanpeng, BA Jinhong, WANG Jianfu, et al. Optimal selection of shape stability for horizontal cavities in salt cavern gas storage[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(4): 487-493.
- [13] 李龙,侯磊,李建君,等.井间距对盐穴储气库小间距对井造腔的影响[J].油气储运,2023,42(7):826-834.
LI Long, HOU Lei, LI Jianjun, et al. Influence of well spacing on solution mining of small-spacing dual well in salt cavern gas storages[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2023, 42(7): 826-834.
- [14] 周军,胡承强,彭井宏,等.基于腔体稳定性的盐岩储气库注采方案优化研究[J].断块油气田,2023,30(1):161-167.
ZHOU Jun, HU Chengqiang, PENG Jinghong, et al. Optimization of injection and production scheme of salt gas storage based on cavity stability[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(1): 161-167.
- [15] 彭井宏,周军,胡承强,等.热力耦合作用下地下盐岩储气库注采运行稳定性研究[J].断块油气田,2023,30(5):858-867.
PENG Jinghong, ZHOU Jun, HU Chengqiang, et al. Study on the injection-production stability of underground salt rock gas storage under thermo-mechanical coupling[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(5): 858-867.
- [16] Storage Committee. UGS database[R]. Daegu: Korea Gas Union, 2022.
- [17] 丁国生,丁一宸,李洋,等.碳中和战略下的中国地下储气库发展前景[J].油气储运,2022,41(1):1-9.
DING Guosheng, DING Yichen, LI Yang, et al. Prospects of underground gas storage in China under the strategy of carbon neutrality[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2022, 41(1): 1-9.
- [18] 陈显学.底水气藏型储气库注采渗流规律实验[J].特种油气藏,2022,29(4):101-106.
CHEN Xianxue. Test on the seepage pattern in injection and production of gas storage in bottom-water gas reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(4): 101-106.
- [19] 王皆明,李春,孙军昌,等.气藏型储气库井注采动态不稳定流分析方法[J].石油勘探与开发,2022,49(1):156-165.
WANG Jieming, LI Chun, SUN Junchang, et al. An analysis method of injection and production dynamic transient flow in a gas field storage facility[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(1): 156-165.
- [20] 刘慧,丁心鲁,张士杰,等.地下储气库注气过程一体化压力及地层参数计算方法[J].石油钻探技术,2022,50(6):64-71.
LIU Hui, DING Xinlu, ZHANG Shijie, et al. Integrated calculation method of pressure and formation parameters in gas injection process of underground gas storage[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(6): 64-71.
- [21] 王容,李隆新,刘晓旭,等.深层碳酸盐岩气藏改建储气库注采能力预测方法及应用[J].特种油气藏,2023,30(1):126-133.
WANG Rong, LI Longxin, LIU Xiaoxu, et al. Prediction method and application of Injection-Production capacity of gas storage converted from deep carbonate gas reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 126-133.
- [22] 张刚雄,李彬,郑得文,等.中国地下储气库业务面临的挑战及对策建议[J].天然气工业,2017,37(1):153-159.
ZHANG Gangxiong, LI Bin, ZHENG Dewen, et al. Challenges to and proposals for underground gas storage (UGS) business in China[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 153-159.