

引文: 完颜祺琪, 李国欣, 朱华银, 等. 中国天然气地下储气库重大理论、关键技术进展与展望[J]. 天然气工业, 2025, 45(1): 153-163.  
WANYAN Qiqi, LI Guoxin, ZHU Huayin, et al. Major theories and key technologies of underground natural gas storage facilities in China: Progress and prospects[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(1): 153-163.

# 中国天然气地下储气库重大理论、关键技术进展与展望

完颜祺琪<sup>1,2,3</sup> 李国欣<sup>1,2,3,4,5</sup> 朱华银<sup>1,2,3</sup> 胥洪成<sup>1,2,3</sup> 苏云河<sup>1,2,3</sup>  
李春<sup>1,2,3</sup> 李康<sup>1,2,3</sup> 邱小松<sup>1,2,3</sup> 魏欢<sup>1,2,3</sup> 宋丽娜<sup>1,2,3</sup>

1. 国家能源地下储气库研发中心 2. 中国石油勘探开发研究院 3. 中国石油集团油气地下储库工程重点实验室  
4. 中国石油天然气股份有限公司 5. 中国石油油气和新能源分公司

**摘要:** 2019年中国地下储气库(以下简称储气库)进入高速发展期,气藏储气库面临部分在役库达产率低、低渗泛连通气藏建库设计难度大等难题;盐穴储气库面临造腔速度慢和储气空间利用率低等挑战;油藏储气库建库机理与相关技术尚处于探索阶段,亟需攻关研究。为此,以破解气藏、盐穴、油藏不同类型储气库建库机理、储气空间优化设计等难题为目标,开展了系列理论研究与技术攻关。研究表明:①形成的在役库提高上限压力优化、大型低渗泛连通气藏建库、储气库群协同调峰优化等技术,助力气藏储气库高效建设与扩容增产;②建立的大井眼与水平井造腔、残渣空隙空间利用预测技术,指导了盐穴储气库高效造腔与储气空间利用最大化;③创建了气液高速交互滚动排驱仿真模拟与周期注采油气体系相行为模拟实验技术和油藏,形成了油藏建库驱替—传质耦合库容量预测方法,形成了油藏建库协同提高原油采收率的新模式;④复杂地质条件储气库高效建设运行和地下空间多元综合利用是未来增强储气保供能力和实现“3060双碳”战略目标的重要举措。结论认为,研究成果有力支撑了中国储气库快速发展,近5年来气藏、盐穴、油藏储气库建库能力全面提升,保障了储气库工作气量由 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 向 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 翻番增长,对我国地下储气库建设和地下空间综合利用具有重要指导和借鉴意义。

**关键词:** 地下储气库; 提压扩容; 滚动排驱; 造腔设计; 优化运行; 地下空间综合利用

**中图分类号:** TE822 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3787/j.issn.1000-0976.2025.01.013

## Major theories and key technologies of underground natural gas storage facilities in China: Progress and prospects

WANYAN Qiqi<sup>1,2,3</sup>, LI Guoxin<sup>1,2,3,4,5</sup>, ZHU Huayin<sup>1,2,3</sup>, XU Hongcheng<sup>1,2,3</sup>, SU Yunhe<sup>1,2,3</sup>,  
LI Chun<sup>1,2,3</sup>, LI Kang<sup>1,2,3</sup>, QIU Xiaosong<sup>1,2,3</sup>, WEI Huan<sup>1,2,3</sup>, SONG Lina<sup>1,2,3</sup>

(1. National Energy Underground Gas Storage Research and Development Center, Langfang, Hebei 065007, China; 2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 3. CNPC Key Laboratory of Underground Oil & Gas Storage Engineering, Langfang, Hebei 065007, China; 4. PetroChina Company Limited, Beijing 100007, China; 5. PetroChina Oil, Gas & New Energies Company, Beijing 100007, China)

Natural Gas Industry, Vol.45, No.1, p.153-163, 1/25/2025. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** China has entered a rapid growth period of underground gas storages (UGSs) since 2019. Nonetheless, there are a lot of bottleneck problems on UGSs. Specifically, for gas reservoir storages, some storages in service exhibit a low ratio of actual to expected working gas volume, and it is difficult to design and construct UGSs from low-permeability pan-connected gas reservoirs; for salt cavern storages, the working gas volume mining speed and storage space utilization need to be enhanced; for oil reservoir storages, the storage construction mechanism and relevant technologies are still at the exploratory stage. This paper presents a systematic examination on the storage construction mechanism, storage space optimization and other aspects of different types of UGSs (gas reservoirs, salt caverns, and oil reservoirs), and summarizes the key/core technologies that have supported the rapid growth of UGSs in China in the past five years. The results are obtained in four aspects. First, three main technologies are formed, including the optimization of the maximum allowable storage pressure of the in-service UGSs, the storage construction from large-scale, low-permeability, pan-connected gas reservoirs, and the optimization of coordinated peak shaving of UGS groups, which have improved the results of storage construction from gas reservoirs. Second, the large borehole and horizontal cavern mining technology and the sump void space utilization prediction technology are developed for salt cavern storages. Third, the technologies for simulating gas-liquid high-speed interactive rolling displacement and phase behaviors of periodic injection-withdrawal oil and gas system are established, a new method for predicting the capacity of storage rebuilt from oil reservoir considering the coupling of displacement and mass transfer is formed, and a new model of synergy between gas storage construction and enhanced oil recovery in oil reservoirs is considered. Fourth, the technical orientations of UGS construction and operation and the technical requirements for the diversified utilization of underground space are proposed. It is concluded that the technical advancements obtained in the past five years in gas reservoir, salt cavern and oil reservoir storages have enabled the working gas capacity doubled from  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$  to  $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ . This research is of great significance to the construction of UGSs and the comprehensive utilization of underground space in China.

**Keywords:** UGSs; Capacity expansion by delta pressure; Cycling drainage; Cavern mining design; Operation optimization; Underground space utilization

**基金项目:** 中国石油天然气集团有限公司基础性前瞻性项目“地下储气库基础理论与扩容新方法研究”(编号:2022DJ83)。

**作者简介:** 完颜祺琪, 1981年生, 高级工程师; 主要从事地下储气库基础理论与关键技术研究工作。地址:(100083)北京市海淀区学院路20号。ORCID: 0000-0003-0220-5483。E-mail: wanyanqq@petrochina.com.cn

**通信作者:** 李国欣, 1971年生, 正高级工程师; 主要从事常规—非常规资源地质理论技术与油气勘探开发管理工作。地址:(100083)北京市海淀区学院路20号。ORCID: 0000-0002-3253-3675。E-mail: guoxinli@petrochina.com.cn

## 0 引言

自 20 世纪末首座与长输管道配套的储气库（大港油田大张坨）投产运行以来，我国储气库经历了初期建设与快速发展的阶段，取得了长足进步。在发展初期，通过技术攻关与建设探索，以国内优质气藏为主，盐穴为辅，20 年时间储气库工作气量突破了  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ （2019 年工作气量达到  $115 \times 10^8 \text{ m}^3$ ）。在此期间创建了储气地质体动态密封与高速注采渗流两大理论<sup>[1-4]</sup>，揭示了“多轮相渗滞后”和“分区差异动用”渗流规律<sup>[5-12]</sup>，建立了破碎构造气藏建库选址圈闭密封性评价<sup>[13-20]</sup>、库容量设计<sup>[21-25]</sup>与注采优化<sup>[26-34]</sup>等技术，形成了高品位厚盐层盐穴储气库选址<sup>[35-39]</sup>、单井造腔<sup>[40-43]</sup>、老腔利用<sup>[43-44]</sup>等评价与设计技术。2018 年按照国家对储气能力建设的新要求，我国储气库建设进一步提速，5 年时间建成了前 20 年工作气量的总和，至 2023 年底，储气库工作气量达到  $230 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，实现了从  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$  到  $200 \times 10^8 \text{ m}^3$  的跨越式发展。本文着重对这一时期的理论创新和技术发展进行总结，以指导我国未来地下储气库建设和地下空间综合利用工作。

## 1 地下储气库发展历程

### 1.1 国外储气库

自 1916 年美国在纽约布法罗附近利用 ZOAR 枯竭气藏建成首座储气库，距今已有 100 余年历史。据国际天然气联盟（IGU）统计，截至 2023 年底，世界在役储气库 698 座，工作气量达  $4\,165 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，约占天然气年消费量的 10.4%<sup>[45]</sup>。世界储气库发展可分为发展初期、快速发展期和平稳发展期 3 个阶段<sup>[1]</sup>。发展初期，受技术水平限制，工作气量增速缓慢，且建库类型单一，以气藏型为主；快速发展期建库数量及工作气量快速增长，增加了水层、盐穴和油藏等建库类型，形成了多元化发展局势；平稳发展期储气库工作气量趋于平稳，以提高注采气能力建设为主。

美国建有 396 座储气库，数量居世界第一，工作气量达  $1\,350 \times 10^8 \text{ m}^3$ <sup>[45]</sup>，占天然气年消费量的 14.8%。美国储气库也经历了建设初期、快速发展期和平稳发展期。发展初期（1916—1940 年）主要探索气藏储气库建库技术。伴随着天然气工业发展、管网体系完善，储气库建设进入快速发展期（1941—1980 年），逐步形成了以气藏型为主，油藏型、盐穴型、水层型储气库多元化发展的新格局。随着天然气市场

进一步成熟和集输管网不断完善，新投建的储气库数量减少，工作气量增幅减缓。1981 年进入平稳发展期，储气库的注采能力、安全管控、数智化水平不断提升，并拓展储氢、储能等新功能。欧盟建成 134 座储气库，工作气量达  $1\,100 \times 10^8 \text{ m}^3$ <sup>[45]</sup>，约占欧洲天然气年消费量的 20%。其中盐穴储气库占比相对较高<sup>[46]</sup>，占总工作气量的 15%。

从国外百年建库实践来看，储气库主要集中在欧美发达国家，工作气量占天然气年消费量的 15%~20%，高于世界平均水平（10.4%）。形成了中浅层中高渗气藏、衰竭式和气驱开发油藏、浅层高渗构造完整圈闭水层以及厚层高品位盐穴建库技术。同时，国外储气库建立了成熟的“市场+管道+储气库”协同运行模式，逐步拓展了  $\text{CO}_2$  埋存、储氢、储能等储气库新功能<sup>[47]</sup>。

### 1.2 中国储气库

中国自 20 世纪 90 年代开始在环渤海湾地区开展储气库选址探索，在借鉴美国等国外经验的基础上，设计建成了第一座储气库——大张坨储气库。2000 年大张坨储气库投入运行，储气需求快速增长，我国储气库进入发展初期，该阶段的储气库选址和设计技术参考国外气藏建库经验。随着天然气用户大幅增加，2008—2009 年冬季用气短缺现象凸显，国家要求加大储气库建设，2010 年启动呼图壁、相国寺等 6 座商储库建设。2011 年，中国石油组织专家对欧盟部分储气库进行了考察调研，充分吸收其建设运行经验，明确储气库建设与气藏开发的差别，着眼建库理论与技术攻关，完善配套技术规范 and 标准，储气库进入快速发展期。该阶段我国储气库突破国外建库模式，通过大胆创新与科学论证，提出动态密封和高速不稳定渗流两大理论，形成了以中高渗复杂断块气藏为主的储气库建库系列技术和高品位厚盐层盐穴储气库选址造腔技术。截至 2019 年底，中国建成储气库 15 座，形成工作气量  $115 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，约占当年天然气消费量的 3.8%，日调峰能力  $1.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2018 年冬季，受“煤改气”和中亚天然气供应减少的双重影响，国内出现用气短缺的窘境，引起国家高度重视，对供气企业、城市燃气与地方政府下达了储气调峰的建设指标，要求加快推进储气设施建设。在此背景下，中国储气库进入高速发展期，建库类型向低渗气藏、高含水油藏、低品位盐穴等复杂劣质资源拓展（表 1）。至 2023 年底，累计建成储气库 30 座，工作气量达到  $230 \times 10^8 \text{ m}^3$ （图 1），约占天然气年消费量的 5.8%，

表 1 中国典型储气库达产提产提效主体技术统计表

| 类型          | 储气库名称    | 埋深 /m         | 孔隙度 /%     | 渗透率 /<br>mD | 库容量 /<br>10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> | 工作气量 /<br>10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> | 技术难点                                    | 主体技术                |
|-------------|----------|---------------|------------|-------------|-----------------------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------|---------------------|
| 气<br>藏<br>型 | 相国寺      | 1 140         | 7.4        | 406         | 45                                      | 26                                       | 高陡逆冲构造逆断层稳定性及承压能力评价                     |                     |
|             | 双 6      | 2 300         | 17.3       | 224         | 57.5                                    | 32.2                                     | 正断层稳定性与承压能力评价                           |                     |
|             | 陕 224    | 3 470         | 9.3        | 2.9         | 9.1                                     | 3.7                                      | 岩性—沟槽—水体多元控制地质体稳定性与承压能力评价               | 提高上限压力优化设计技术        |
|             | 苏东 39-61 | 3 100         | 8.7        | 13.7        | 22.3                                    | 10.8                                     | 强非均质性岩性遮挡地质体稳定性与承压能力评价                  |                     |
|             | 榆 37     | 3 100         | 6.4        | 5.5         | 97.2                                    | 27                                       | 三区带非封闭动态边界变化与天然气外逸控制                    | 大型低渗泛连通气藏建库设计技术     |
|             | 呼图壁      | 3 550         | 17.4       | 34.1        | 107                                     | 45.1                                     | 气井—井组—气库分区分层分时差异化驱替                     |                     |
|             | 苏桥（库群）   | 3 160 ~ 4 650 | 2.3 ~ 16.7 | 0.59 ~ 67   | 67.4                                    | 23.3                                     | 高角度裂缝气井注采水进退协同过程气顶最大化控制                 | 储气库群协同调峰优化设计技术      |
|             | 大张坨（库群）  | 2 220 ~ 3 140 | 18 ~ 24    | 67 ~ 294    | 68.98                                   | 30.3                                     | 气井—气库—库群整体协同最优化配产配注                     |                     |
|             | 板南（库群）   | 2 620 ~ 2 630 | 17 ~ 22    | 81 ~ 233.3  | 10.47                                   | 5.57                                     |                                         |                     |
| 盐<br>穴<br>型 | 驴驹河      | 2 620 ~ 2 650 | 19.57      | 171.1       | 5.7                                     | 3                                        |                                         |                     |
|             | 叶县       | 1 200         | < 5        | < 0.003     | 18                                      | 10                                       | 传统工艺造腔周期长                               | 单井大井眼造腔设计技术         |
|             | 淮安       | 1 500         | < 5        | < 0.001     | 13.7                                    | 8.5                                      | 薄盐层建库单腔体积小                              | 水平井造腔设计技术           |
| 油<br>藏<br>型 | 张兴       | 1 900         | < 5        | < 0.001     | 1.6                                     | 0.8                                      | 不溶物含量高、空间利用率低                           | 残渣空隙空间预测与利用技术       |
|             | 南堡 1 号   | 2 300         | 27.1       | 619.9       | 22.9                                    | 10.5                                     | 交互滚动排驱机理和注采油气体系相特征不清、油藏建库多因素耦合库容参数设计方法缺 | 油藏储气空间动用机理与库容参数设计技术 |

日调峰能力超过  $2.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。5 年的高速发展使我国储气库储气能力实现了从  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$  到  $200 \times 10^8 \text{ m}^3$  的翻番增长，成效显著。

2 地下储气库理论与技术进展

2.1 气藏储气库

针对部分在役库达产率偏低、低渗泛连通气藏建库设计方法缺乏、气库调峰能力利用率偏低等问题，对地质体安全承压能力评价、建库新模式与参数设计、多目标调峰优化等瓶颈技术进行攻关，形成在役库提高上限压力优化设计、大型低渗泛连通气藏

建库设计、储气库群协同调峰优化设计等关键技术，指导气藏储气库科学设计与高效运行。

2.1.1 在役库提高上限压力优化设计技术

提高上限压力是在役气藏储气库低成本快速提升调峰能力的重要方式之一，目前一般取原始地层压力作为上限压力设计依据。储气库多周期注采运行实践表明，部分储气库具备提高上限压力的可行性，提压潜力取决于储气地质体安全承压能力。研究团队在经典岩石力学理论的动态密封机理认识基础上，研发岩石力学形变理论认识与渗流在线同步测试技术，揭示了储气库多周期注采应力交替变化过程引起地质体岩石微观结构、力学强度、渗透性的周期性



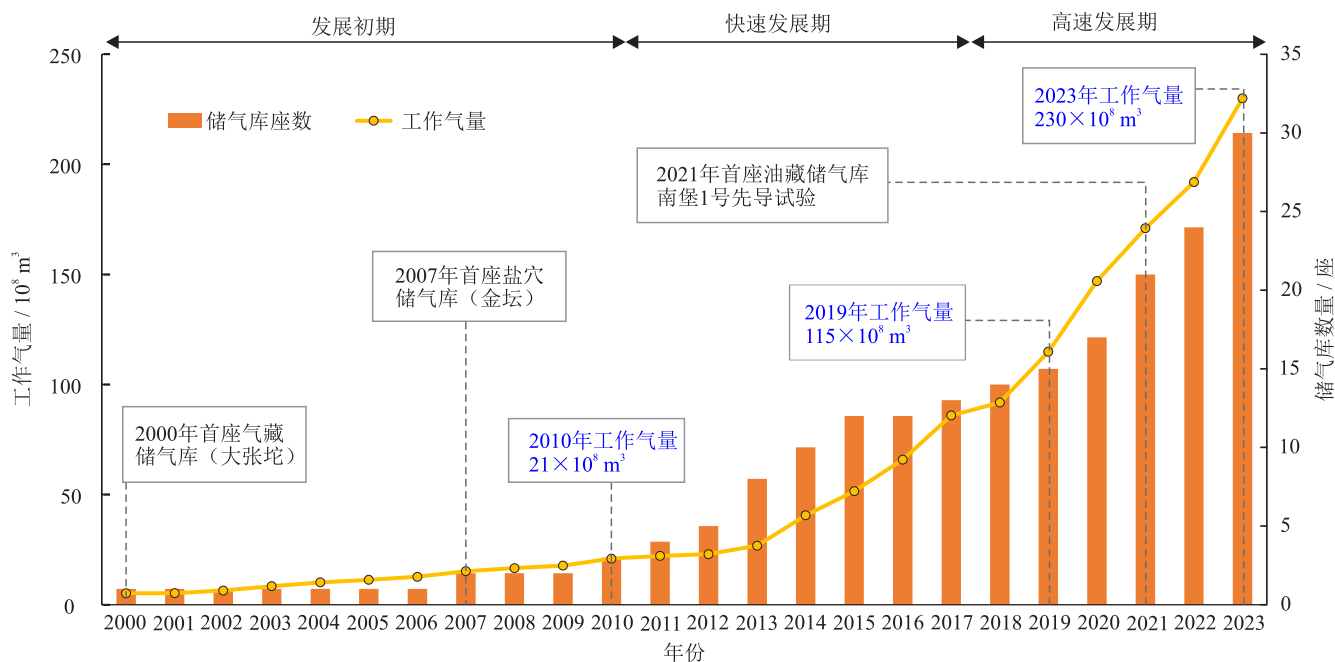


图 1 中国储气库发展历程图

变化规律,提出了“损伤因子(损伤后峰值强度与原始峰值强度的比值)”和“渗流系数(损伤后渗透率与原始渗透率的比值)”两项关键指标,创建了岩石力学损伤、渗流特征与岩石应变演化关系图版(图2),建立了渗流密封失效判别新理念,完善了盖层和断层承压能力定量评价指标体系,形成了提高上限压力优化设计技术。通过对西南油气田相国寺和长庆油田陕224储气库的评价,提高其运行上限压力2 MPa,有效增加工作气量10%以上。

### 2.1.2 大型低渗泛连通气藏建库设计技术

以榆林气田为代表的大面积低渗泛连通气藏是长庆战略大气区的主要建库资源,是实现中西部储气基地  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$  储气能力目标的“压舱石”。与

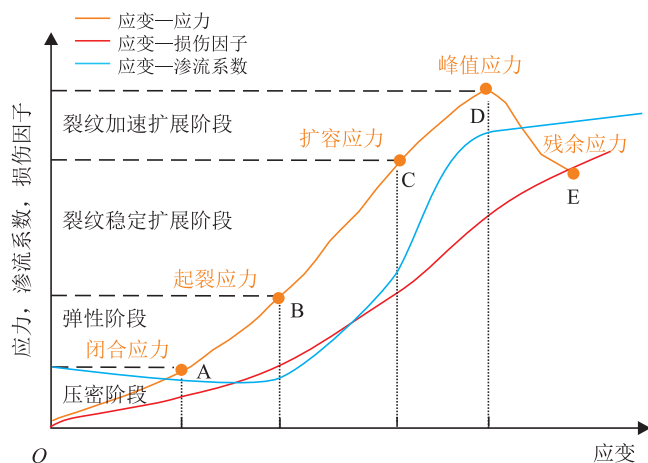


图2 岩石力学损伤—渗流特征演化图

常规气藏相比,大面积低渗泛连通气藏以岩性边界、低渗致密、非均质性强、气井产能低为特点,储气库建设面临气体高压“安全存储难”、整体建库“高效注采难”、短期快速“大吞大吐难”等重大挑战。大型低渗泛连通气藏建库亟需创立新的理论和设计方法,解决气体外溢和运行效率低等技术瓶颈。

针对常规气藏整体建库模式的局限性,首次提出了以“甜点注采区”为核心、“外溢控制区”为屏障、“开采外围区”为协同的“3区带”建库新模式(图3),建立了有限时率高速注采外溢动边界不稳定渗流数学模型。敏感性评价表明泛连通储层建库能形成可控的动态渗流边界,解决气体外溢控制难题;通过分析3区带分区渗流特征与流体外溢控制规律动静结合量化表征甜点注采区有效储气空间,形成储气动态渗流边界有效库容量设计方法,指导了世界首座大面积泛连通低渗气藏榆37储气库建设。运行表明甜点注采区高压聚气、外溢控制区天然气逸散可控,证实了大型低渗泛连通气藏建库的可行性,有效激活我国中西部枢纽区库址资源近 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,为实现中长期储气能力建设提供保障。

### 2.1.3 储气库群协同调峰优化设计技术

随着我国储气库高速发展,逐步形成了气库多、差异大、分布广的格局,天然气调峰需求的地域性和时间性愈发不均衡,以单库为对象的调峰优化模式难以满足多区域高效调峰能力配置要求。应综合考虑地质条件、周期调峰能力、应急调峰能力及稳

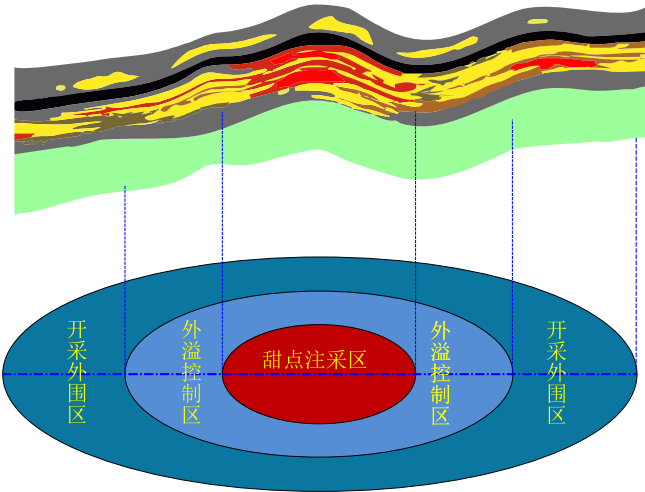


图 3 泛连通低渗气藏“三区带”建库新模式图

定供应能力等多个因素，赋予井/库不同调峰属性，差异化配置注采气量，最大限度发挥各库调峰能力，高效快速响应市场需求。

考虑储层物性、构造位置、水体能量、调峰规模等因素，将井/库分类赋设基础、调峰、应急 3 类调峰属性，创新建立了储气库单井—气库—库群协同调峰优化技术（图 4）。根据多目标最优化方法，以库群周期调峰气量最大、冲峰能力最强、周期水侵量最小为目标，以地层渗流能力、井筒垂直管流、地面处理和外输能力、临界出砂/携液/冲蚀等为约束，结合区域市场需求、管道输送能力，建立了气库多元耦合动态调峰预测模型。进一步考虑气库构造位置、连通关系，以及与区域市场匹配关系，形成了储气库群多目标协同调峰优化技术，为实现稳定供气、灵活调节、快速响应、协同互补提供了重要理论技术基础，指导了大港库群调峰运行优化，

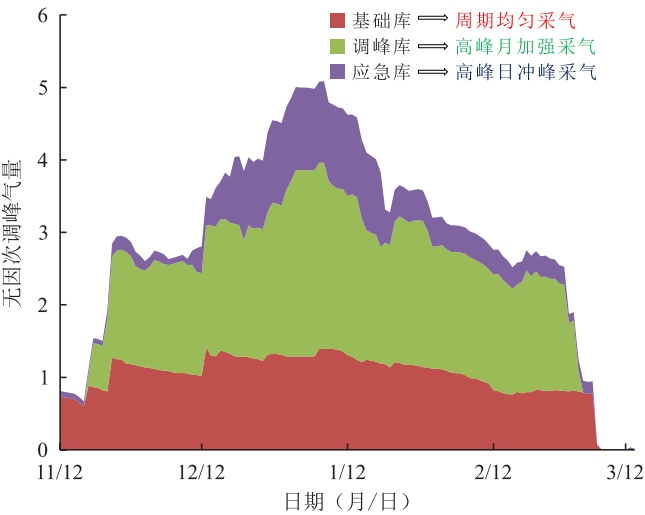


图 4 不同属性储气库采气运行模式图

日冲峰能力提高了 12.4%，库群调峰能力利用率整体提升 7% 以上。

2.2 盐穴储气库

近年来，盐穴储气库的建库特点是盐岩品位低、夹层多且厚，盐层厚度为 60 m ~ 250 m，盐岩不溶物含量达到 15% ~ 35%，面临造腔速度慢，薄层建库难度大，残渣堆积影响储气空间等难题。利用物理模拟、数值模拟与现场试验相结合的方法，建立了单井大井眼、水平井造腔等多井型造腔设计技术，形成了残渣空隙空间预测与利用技术，提高了盐穴储气库造腔速度与储气空间动用率。

2.2.1 单井大井眼造腔设计技术

以平顶山、楚州储气库为代表的大型盐矿具有含盐面积大 ( $\geq 50 \text{ km}^2$ )、盐层厚度大 ( $\geq 200 \text{ m}$ )、单腔储气空间大 ( $\geq 30 \times 10^4 \text{ m}^3$ ) 等特点，是东部地区建设盐穴储气库的主力区块。若采用常规小井眼造腔方式，单腔造腔时间长达 5 年 ~ 8 年，单库建设时间达到 30 年以上，无法发挥大型储气库建库优势。针对上述问题，通过造腔物理模拟、数值模拟、造腔动态拟合等理论技术攻关，建立大井眼提速造腔设计技术。物理模拟仿真实验结果揭示了射流区、回流区、涡流区等不同流场造腔机理（图 5-a）。通过控制入射流卤水混合范围、射流区平均浓度、壁面溶解速率等形成了逐级调排量造腔控制技术。该技术应用于叶县储气库大井眼造腔先导试验，提高造腔速度 20% 以上。

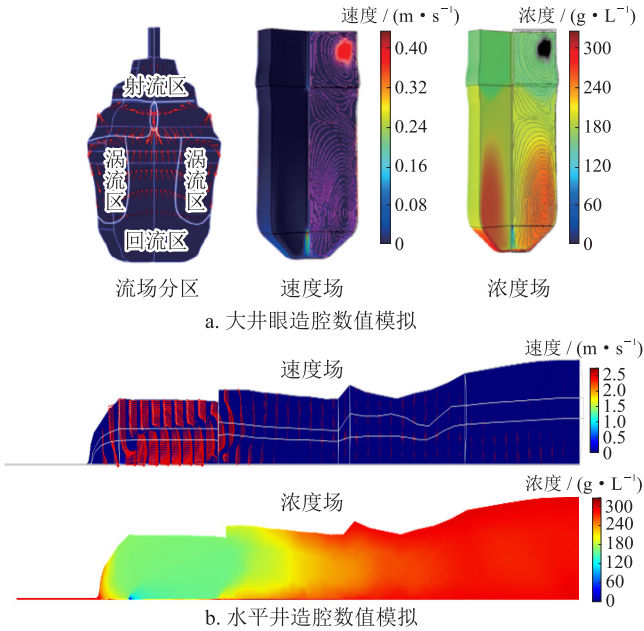


图 5 多井型水溶造腔数值模拟与残渣空隙空间预测图

### 2.2.2 水平井造腔设计技术

对接连通水平井造腔是利用薄盐层建库的经济高效方式。针对常规小型物理模拟实验雷诺数（入射淡水与腔内卤水的混合剧烈程度）与弗洛德数（入射水流轨迹偏转幅度）难以达到同时相似，重力流和横向对流双重控制难以预测的问题，建立大尺度超重力造腔物理模拟实验方法，利用大型离心机改变重力环境开展注水射流实验，揭示物理模拟相似度随重力加速度增大而增大的规律，提出了利用双线性浓度场简化模型表征三维空间的流速、浓度变化规律（图 5-b），建立了浮射—溶盐对流耦合模拟方法，形成对接连通井水平造腔设计技术。该技术应用于淮

安盐矿水平腔先导方案设计，利用 40 m 薄盐层可形成  $29 \times 10^4 \text{ m}^3$  储气空间，拓展了薄盐层建库的新领域。

### 2.2.3 残渣空隙空间预测与利用技术

针对低品位、多夹层层状盐岩不溶物含量高、空间利用率低的难题，建立不同残渣颗粒组成与压实程度下的空隙率测定实验方法，形成残渣空隙空间预测技术。通过实验揭示不同粘土矿物含量的残渣空隙率与上覆压实应力的关系（图 6-a）；不同矿物组分压缩率呈现蒙脱石、伊利石、高岭石依次递减（图 6-b）的规律。利用该技术测定叶县储气库残渣初始空隙率为 52%，压实后空隙率为 36%，预测单腔有效体积可增加 10% 以上，为残渣空隙空间利用提供了依据。

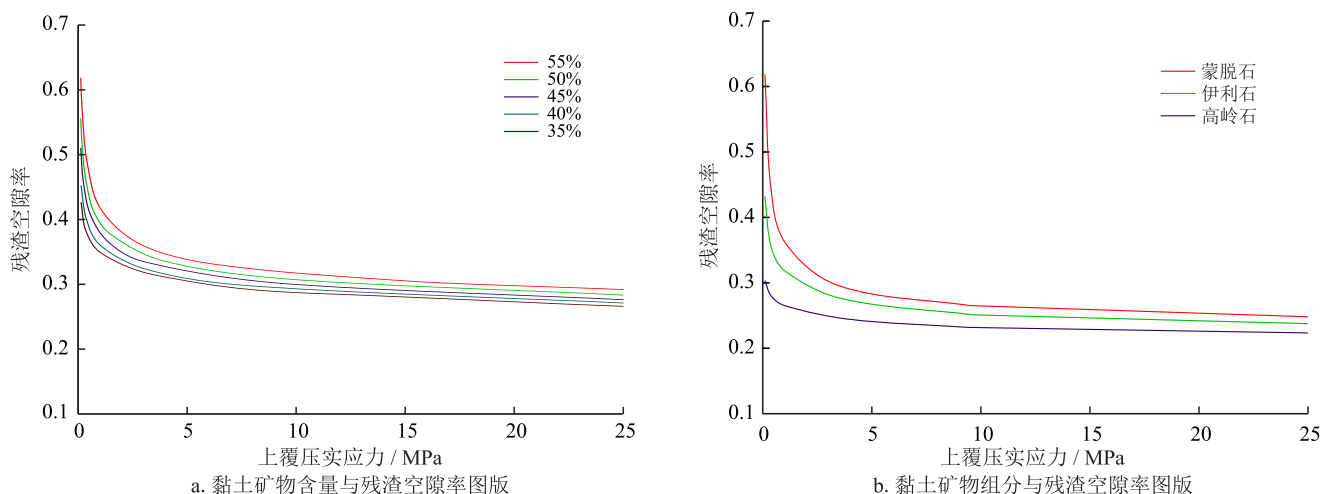


图 6 残渣空隙空间预测图

## 2.3 油藏储气库

油藏储气库通过周期注采气和排液，逐步腾出储气空间、形成次生气顶。由于无原生气顶、油气水多相渗流、注入干气与地层原油传质等因素，其库容形成机理及设计方法与气藏储气库具有显著差别。我国利用油藏改建储气库起步晚，建库理论与相关技术尚处于探索阶段，通过在塔里木油田东河塘和塔中、辽河马 19、冀东堡古 2 等油藏进行先导试验和技术攻关，初步形成了气液高速交互滚动排驱仿真模拟与空间动用评价、周期注采油气体系相行为模拟与相行为特征评价、驱替—传质耦合库容预测等技术方法。

### 2.3.1 气液高速交互滚动排驱仿真模拟与空间动用评价技术

气液高速交互滚动排驱仿真模拟是针对水淹油藏建库“高注低驱、交互采排”的工况，建立以注气驱、采气排、滚动排驱为特色的气液交互滚动排驱仿真

模拟方法，即利用长岩心模型和复配原始地层流体样，模拟地层温度和压力条件，依次开展成藏—衰竭开发—注水开发—单向气驱—交互驱—周期注采等模拟实验过程，获取不同注采条件下的驱替效率、饱和度和渗透率变化规律，为储气空间动用及产能评价提供依据。从气液交互滚动排驱液/油效率与注气体积关系（图 7）可以看出，交互滚动排驱效率随交互轮次注气体积持续增加，与单一气驱相比，交互驱液和驱油效率分别提高 12.5% 和 10.3%，表明周期注采滚动排驱可增加储气空间和提高原油采收率。

### 2.3.2 周期注采油气体系相行为模拟方法与相行为特征评价技术

针对油藏建库注入干气与地层原位原油存在组分交换、流体性质变化的特点，建立了以原始流体复配、油藏开发、注气驱、滚动抽排为核心的周期注采油气体系相行为模拟方法，利用复配原始原油样品，开展衰竭开发—注气驱—滚动抽排—周期注采



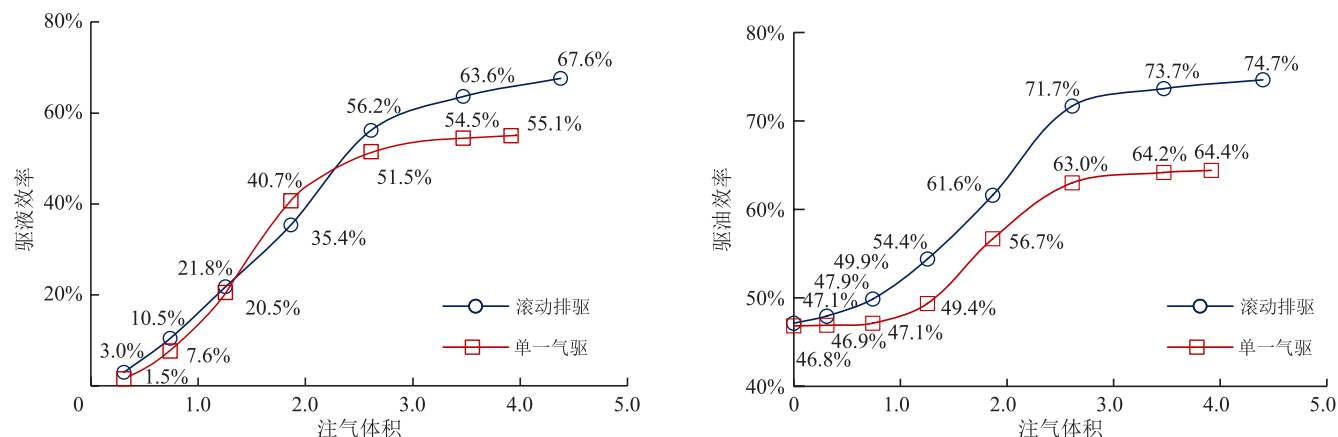


图7 交互滚动排驱驱液/油效率与注气体积关系图

实验过程,获取不同周期流体组分及其物性变化规律。周期注采地层原油组分及物性变化图(图8)表明,滚动抽排阶段注入气对地层原油的蒸发抽提(多组分相间传质)作用显著。地层油中间烃组分含量降低,重质组分含量升高,密度和黏度增加,采出气中间烃组分含量增加,揭示了油藏建库多周期注采流体相互传质机制。

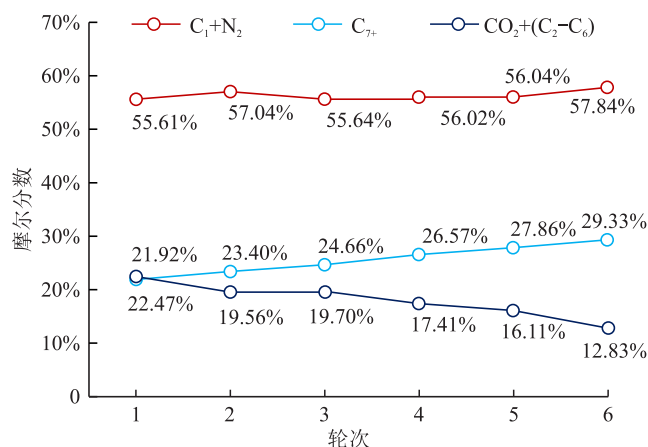


图8 滚动排驱阶段地层油组分变化关系图

### 2.3.3 油藏建库驱替—传质耦合库容量预测方法

油藏开发一般会经历天然水驱或人工注水阶段,根据建库前地下流体分布自上而下可简化为纯油区、水淹区、纯水区3个区带。随着周期注采气发生顶部气驱油、底部气驱液两种不同的库容形成过程,受流体类型、分布特征及储层物性等影响,不同区带的微观气驱效率和宏观波及系数具有差异。同时,地层剩余油中间烃被注入干气蒸发抽提,剩余油体积收缩而腾出部分储气空间。纯油带剩余油中间烃含量高,更易产生相间传质作用。因此,纯油带库容形成的主控因素为微观气驱油效率、宏观波及系

数以及相间传质;水淹带库容形成主控因素为微观气驱液效率和宏观波及系数。

基于开发中后期水淹油藏储层流体分布、“排液腾空”交互滚动驱空间动用机理、注入干气与原油相间传质等,提出以扩展有效储气空间为目标、驱替—传质耦合为核心的有效库容量设计方法,即针对不同流体区带,依据室内实验和现场试验确定的不同区带微观气驱液/油效率、宏观波及系数、剩余油PVT等参数,并扣除应力敏感等因素导致的储气空间损失,计算确定建库有效储气空间;然后根据上限压力和物质平衡方法预测有效库容量。以堡古2油藏为例,考虑不同区带、气驱腾空扩容、剩余油收缩等多因素,计算有效库容量为 $18.62 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,考虑剩余油收缩增加库容量为 $2.81 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,有效库容量增加17.8%。

## 3 地下储气库技术发展方向

储气地质体动态密封、高速注采渗流等理论技术实现了储气能力零到 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的突破;提压扩容、滚动排驱、多井型造腔、协同调峰等理论技术支持了储气能力跨越式发展,5年实现了从 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 到 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的翻番增长。中国储气库建设需求大,但未来库址目标日趋复杂、类型多样化,不同类型储气库空间动用机理、参数设计方法、造腔工艺技术等方面仍面临诸多理论技术挑战。同时,面对国家能源安全新战略与“3060双碳”目标新要求,亟需加快我国地下空间高效多元利用进程,加强理论技术攻关,促进油气和新能源融合发展。

### 3.1 地下储气库高效建库技术

随着我国地下储气库的快速发展,未来建库地质条件更加复杂化和多元化,需针对不同库址目标特

点开展关键技术攻关。针对在役储气库达容达产率有待提高、单库调峰模式效率偏低等难题,需进一步加强储气库优化运行及扩容挖潜研究,完善井—库—库群协同调峰技术,着眼智能化,实现“全国一张网”运行调度,充分发挥储气库调峰能力。新建库方面,需聚焦火山岩、缝洞碳酸盐岩等气藏,建库储气空间类型复杂多样、空间动用机理不清,深入开展储气库空间表征与库容参数设计技术研究;油藏建库存在交互滚动排驱机理认识不清、次生气顶稳定形成与控制难等问题,需攻关气液交互滚动排驱空间动用机理、库容参数设计与次生气顶形成、高含水油藏建库高效排液扩容等关键技术,形成油藏建库协同提高采收率技术;盐穴储气库面临低品位高不溶物厚夹层造腔速度慢、复杂老腔改建储气库周期长、残渣堆积下储气空间动用率低等难题,需进一步攻关超厚夹层垮塌、双直井造腔、定向对接井造腔等多井型造腔技术;持续开展复杂连通老腔改建储气库测试、评价与改建技术迭代升级,落实“两注一排”、“一注一排”等新型残渣空隙空间利用模式。

### 3.2 地下空间多元利用技术

中国地下空间综合利用技术处于起步阶段,多元化存储空间动用技术界限和机理不明,缺乏储氢/氢/能/碳库址筛选标准、库容参数设计方法、安全运行设计与监测手段等。

高效利用地下空间,加大“气、氢、氨、碳、能、油”储存是世界能源发展的必由之路。氢气和氨气分子量小、易扩散渗漏且氢气性质活泼,对密封性要求高于天然气储气库,目前面临极小分子储存动态密封性评价方法缺乏、扩散分布规律与理化反应机理不清等难题,需建立针对氢气和氨气特性及储存工况的储氢、储氨地质体动态密封性评价指标体系,研究不同比例氢/氨气浓度场分布规律。由于氢气性质活泼,需攻关研究氢气与储层矿物及细菌等理化反应机理及其对储存空间的影响,建立不同浓度储氢、储氨库库容参数设计方法。

压缩空气储能库应针对高频运行下库址筛选与参数设计、高速不稳定渗流特征等方面,结合风光资源分布与新能源产业布局,建立储能库选址评价与库容参数优化设计技术,厘清超高频次注采盐穴储能多场耦合规律、小时级高速注采水层压缩空气运移规律与相态特征。在储碳方面,针对复杂多组分气态/超临界 $\text{CO}_2$ 组分运移机理、储气空间替换规律、岩石物理/力学演变机制等难题,需攻关咸水层

$\text{CO}_2$ 规模埋存选址评价技术、超大时空 $\text{CO}_2$ 运移扩散规律以及 $\text{CO}_2$ 流体矿物理化生反应机理。

## 4 结论

1) 系统总结了我国储气库工业两个 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 跨越发展的理论创新与关键技术,提出了未来地下空间综合利用的新方向。

2) 科学提出了提压扩容、协同调峰、多井型造腔、滚动排驱等新理念,形成了在役库提高上限压力、大型低渗泛连通气藏建库、储气库群协同调峰优化等关键技术,实现气藏储气库高效建设与扩容增产;建立了大井眼与对接连通水平井造腔、残渣空隙空间利用预测技术,实现了盐穴储气库高效造腔与储气空间利用最大化;创建了气液高速交互滚动排驱仿真模拟与周期注采油气体系相行为模拟实验技术,形成了油藏建库驱替—传质耦合库容量预测方法,探索了油藏建库协同提高原油采收率双赢新模式,支撑了储气能力的高效建设。

3) 系统谋划了地下空间多元化综合利用关键技术的发展方向,提出加快推进地下空间综合利用技术研发,实现气、油、氢、氨、能、碳的多元化规模存储,是引领我国未来产业科技进步、带动产业升级、培育新质生产力的战略选择,是我国主要油气企业落实国家能源安全新战略和“双碳”目标的具体举措,是推动构建多能互补能源新格局和转型升级发展的主要途径。

### 参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 魏国齐, 郑雅丽, 邱小松, 等. 中国地下储气库地质理论与应用[J]. 石油学报, 2019, 40(12): 1519-1530.  
WEI Guoqi, ZHENG Yali, QIU Xiaosong, et al. Geological theory and application of underground gas storage in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12): 1519-1530.
- [3] 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.
- [4] 丁国生, 魏欢. 中国地下储气库建设20年回顾与展望[J]. 油气储运, 2020, 39(1): 25-31.
- DING Guosheng, WEI Huan. Review on 20 years' UGS construction in China and the prospect[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(1): 25-31.
- [5] 石磊, 廖广志, 熊伟, 等. 水驱砂岩气藏型地下储气库气水二相渗流机理[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 85-87.
- SHI Lei, LIAO Guangzhi, XIONG Wei, et al. Gas-water percolation mechanism in an underground storage built on a water-drive sand gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 85-87.
- [6] 丁云宏, 张倩, 郑得文, 等. 微裂缝-孔隙型碳酸盐岩气藏改建地下储气库的渗流规律[J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 109-114.
- DING Yunhong, ZHANG Qian, ZHENG Dewen, et al. Seepage laws in converting a microfissure-pore carbonate gas reservoir into a UGS[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 109-114.
- [7] 班凡生, 高树生, 王皆明. 枯竭油藏改建储气库注采运行机理研究[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(6): 1005-1008.
- BAN Fansheng, GAO Shusheng, WANG Jieming. Gas injection-production mechanism of gas storage in depleted oil reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(6): 1005-1008.
- [8] 孙军昌, 胥洪成, 王皆明, 等. 气藏型地下储气库建库注采机理与评价关键技术[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 138-144.
- SUN Junchang, XU Hongcheng, WANG Jieming, et al. Injection-production mechanisms and key evaluation technologies for underground gas storages rebuilt from gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 138-144.
- [9] 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.
- [10] 汤勇, 龙科吉, 王皆明, 等. 凝析气藏型储气库多周期注采过程中流体相态变化特征[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 337-346.
- TANG Yong, LONG Keji, WANG Jieming, et al. Change of phase state during multi-cycle injection and production process of condensate gas reservoir based underground gas storage[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 337-346.
- [11] 石磊, 邵龙义, 王皆明, 等. 水驱气藏型储气库储集空间动用率实验评价[J]. 石油钻采工艺, 2017, 39(4): 405-412.
- SHI Lei, SHAO Longyi, WANG Jieming, et al. Experimental evaluation on the mobilization ratio of reservoir space in water-flooding gas storage[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(4): 405-412.
- [12] 刘涛, 李宜强, 丁国生, 等. 气藏型储气库空间动用规律及扩容机理仿真模拟[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(6): 1227-1233.
- LIU Tao, LI Yiqiang, DING Guosheng, et al. Simulation of pore space production law and capacity expansion mechanism of underground gas storage[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(6): 1227-1233.
- [13] 张东星. 断块油气藏型储气库封闭性评价研究——以大港油田板中北储气库为例[J]. 广东石油化工学院学报, 2018, 28(3): 30-33.
- ZHANG Dongxing. Study on UGS sealing evaluation of fault-block oil & gas reservoir—A case study of the Banzhongbei UGS in Dagang Oilfield[J]. Journal of Guangdong University of Petrochemical Technology, 2018, 28(3): 30-33.
- [14] 庞晶, 钱根宝, 王彬, 等. 新疆H气田改建地下储气库的密封性评价[J]. 天然气工业, 2012, 32(2): 83-85.
- PANG Jing, QIAN Genbao, WANG Bin, et al. Evaluation of sealing ability of underground gas storage converted from the Xinjiang H gas field[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(2): 83-85.
- [15] 孙莎莎, 唐立根. 多周期交变载荷工况下地下储气库密封性评价[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(6): 23-28.
- SUN Shasha, TANG Ligen. Sealing evaluation of underground gas storage in the conditions of multi-period alternating load[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(6): 23-28.
- [16] 闫爱华, 孟庆春, 林建品, 等. 苏4潜山储气库密封性评价研究[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2013, 10(16): 48-50.
- YAN Aihua, MENG Qingchun, LIN Jianpin, et al. Sealing evaluation of underground gas storage in Su 4 buried hill gas storage[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2013, 10(16): 48-50.
- [17] DING Guosheng, LIU Hejuan, XIA Debin, et al. Experimental study of the shear characteristics of fault filled with different types of gouge in underground gas storage[J]. Energies, 2023, 16(7): 3119.
- [18] 廖伟, 刘国良, 陈如鹤, 等. 气藏型地下储气库动态密封性评价——以新疆H地下储气库为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(3): 133-141.
- LIAO Wei, LIU Guoliang, CHEN Ruhe, et al. Evaluation on the dynamic sealing capacity of underground gas storages rebuilt from gas reservoirs: A case study of Xinjiang H underground gas storage[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(3): 133-141.
- [19] 廖伟, 刘国良, 戴勇, 等. 气藏型储气库微地震监测系统设计及应用——以新疆H储气库为例[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(11): 1654-1662.
- LIAO Wei, LIU Guoliang, DAI Yong, et al. Design and application of micro-seismic monitoring system for gas reservoir-type gas storage: Case study of Xinjiang H gas storage[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(11): 1654-1662.
- [20] 郑雅丽, 邱小松, 赖欣, 等. 气藏型地下储气库地质体注采运行风险分级与管控[J]. 天然气工业, 2022, 42(3): 114-119.
- ZHENG Yali, QIU Xiaosong, LAI Xin, et al. Risk classification and control of gas-storage geological body of gas reservoir

- type during injection, production and operation[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(3): 114-119.
- [21] 王皆明, 姜风光. 砂岩气顶油藏改建储气库库容计算方法 [J]. 天然气工业, 2007, 27(11): 97-99.  
WANG Jieming, JIANG Fengguang. A method for calculating underground gas storage capacity reconstructed from sand gas-cap reservoir at the late water-driving stage[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(11): 97-99.
- [22] 潘洪灏, 刘斐, 刘纯高, 等. 气驱开发油藏改建地下储气库的库容量及其影响因素——以兴古 7 古潜山油藏为例 [J]. 天然气工业, 2014, 34(7): 93-97.  
PAN Honghao, LIU Fei, LIU Chungao, et al. Gas injection flooding for EOR and its impacts on the proposed underground gas storage capacity: A case study from the Xinggu 7 buried hill oil reservoir in the western Liaohe Depression[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(7): 93-97.
- [23] 胥洪成, 王皆明, 屈平, 等. 复杂地质条件气藏储气库库容参数的预测方法 [J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 103-108.  
XU Hongcheng, WANG Jieming, QU Ping, et al. A prediction model of storage capacity parameters of a geologically-complicated reservoir-type underground gas storage (UGS)[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 103-108.
- [24] 杨广荣, 余元洲, 贾广雄, 等. 物质平衡法计算天然气地下储气库的库容量 [J]. 天然气工业, 2003, 23(2): 96-99.  
YANG Guangrong, YU Yuanzhou, JIA Guangxiong, et al. Calculating the capacity of underground natural gas storage by material balance method[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(2): 96-99.
- [25] 余淑明, 卢涛, 刘志军, 等. 低渗透岩性气藏局部建设储气库库容量的确定 [J]. 天然气工业, 2012, 32(6): 36-38.  
YU Shuming, LU Tao, LIU Zhijun, et al. Determination of underground gas storage capacity for local low-permeability lithological gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(6): 36-38.
- [26] 李春, 王皆明, 赵凯, 等. 水侵砂岩气藏型储气库注采气能力预测方法 [J]. 油气储运, 2017, 36(3): 274-278.  
LI Chun, WANG Jieming, ZHAO Kai, et al. A prediction method for gas injection and production capacity of underground gas storages rebuilt from water-invasion sandstone gas reservoirs[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2017, 36(3): 274-278.
- [27] 王彬, 陈超, 李道清, 等. 新疆 H 型储气库注采气能力评价方法 [J]. 特种油气藏, 2015, 22(5): 78-81.  
WANG Bin, CHEN Chao, LI Daoqing, et al. A method for assessing the gas injection-production capacity of H-shaped UGS in Xinjiang Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(5): 78-81.
- [28] 王皆明, 赵凯, 李春, 等. 气顶油藏型地下储气库注采动态预测方法 [J]. 天然气工业, 2016, 36(7): 88-92.  
WANG Jieming, ZHAO Kai, LI Chun, et al. A method for predicting the injection-withdrawal performance of UGSs rebuilt from gas-cap oil reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(7): 88-92.
- [29] 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.
- [30] 孙岩, 朱维耀, 刘思良, 等. 边水凝析气藏型储气库多周期注采水侵量计算模型 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2017, 41(6): 160-165.  
SUN Yan, ZHU Weiyao, LIU Siliang, et al. Multi-cycle water influx calculation model of reconstructing gas storage in condensate gas reservoirs with edge water[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(6): 160-165.
- [31] 吴建发, 钟兵, 冯曦, 等. 相国寺石炭系气藏改建地下储气库运行参数设计 [J]. 天然气工业, 2012, 32(2): 91-94.  
WU Jianfa, ZHONG Bing, FENG Xi, et al. Operation parameter design of the Xiangguosi underground gas storage based on the Carboniferous gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(2): 91-94.
- [32] 唐立根, 王皆明, 丁国生, 等. 基于开发资料预测气藏改建储气库后井底流入动态 [J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(1): 127-130.  
TANG Ligen, WANG Jieming, DING Guosheng, et al. Downhole inflow-performance forecast for underground gas storage based on gas reservoir development data[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(1): 127-130.
- [33] 孙春柳, 侯吉瑞, 石磊, 等. 气藏型储气库注采运行物理模拟研究与应用 [J]. 天然气工业, 2016, 36(5): 58-61.  
SUN Chunliu, HOU Jirui, SHI Lei, et al. A physical simulation experimental system for injection-withdrawal operation of gas reservoir underground gas storage and its application[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(5): 58-61.
- [34] 郑得文, 王皆明, 丁国生, 等. 气藏型储气库注采运行优化技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2018.  
ZHENG Dewen, WANG Jieming, DING Guosheng, et al. Optimization technology for injection production operation of gas reservoir type gas storage[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [35] 陈波, 沈雪明, 完颜祺琪, 等. 平顶山盐穴储气库建库地质条件评价 [J]. 科技导报, 2016, 34(2): 135-141.  
CHEN Bo, SHEN Xueming, WANYAN Qiqi, et al. Geological condition evaluation for establishing gas storage in Pingdingshan salt cavern[J]. Science & Technology Review, 2016, 34(2): 135-141.
- [36] 井文君, 杨春和, 李银平, 等. 基于层次分析法的盐穴储气库选址评价方法研究 [J]. 岩土力学, 2012, 33(9): 2683-2690.

- JING Wenjun, YANG Chunhe, LI Yinping, et al. Research on site selection evaluation method of salt cavern gas storage with analytic hierarchy process[J]. Rock and Soil Mechanics, 2012, 33(9): 2683-2690.
- [37] 完颜祺琪, 冉莉娜, 韩冰洁, 等. 盐穴地下储气库库址地质评价与建库区优选[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2015, 37(1): 57-64.
- WANYAN Qiqi, RAN Lina, HAN Bingjie, et al. Study on site selection and evaluation of underground gas storage in salt cavern[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015, 37(1): 57-64.
- [38] 完颜祺琪, 丁国生, 赵岩, 等. 盐穴型地下储气库建库评价关键技术及其应用[J]. 天然气工业, 2018, 38(5): 111-117.
- WANYAN Qiqi, DING Guosheng, ZHAO Yan, et al. Key technologies for salt-cavern underground gas storage construction and evaluation and their application[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(5): 111-117.
- [39] 郑雅丽, 完颜祺琪, 邱小松, 等. 盐穴地下储气库选址与评价新技术[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 123-130.
- ZHENG Yali, WANYAN Qiqi, QIU Xiaosong, et al. New technologies for site selection and evaluation of salt-cavern underground gas storages[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 123-130.
- [40] 郑雅丽, 赵艳杰, 丁国生, 等. 厚夹层盐穴储气库扩大储气空间造腔技术[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 137-143.
- ZHENG Yali, ZHAO Yanjie, DING Guosheng, et al. Solution mining technology of enlarging space for thick-sandwich salt cavern storage[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 137-143.
- [41] 何俊, 井岗, 赵岩, 等. 盐穴储气库快速造腔方案[J]. 油气储运, 2020, 39(12): 1435-1440.
- HE Jun, JING Gang, ZHAO Yan, et al. Accelerated mining method for salt-cavern gas storage[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(12): 1435-1440.
- [42] 郭凯, 李建君, 郑贤斌. 盐穴储气库造腔过程夹层处理工艺——以西气东输金坛储气库为例[J]. 油气储运, 2015, 34(2): 162-166.
- GUO Kai, LI Jianjun, ZHENG Xianbin. Interlayer treatment process in cavity building for salt cavern gas storage—A case study of Jintan Gas Storage of West-to-East Gas Pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, 34(2): 162-166.
- [43] 杨海军. 中国盐穴储气库建设关键技术及挑战[J]. 油气储运, 2017, 36(7): 747-753.
- YANG Haijun. Construction key technologies and challenges of salt-cavern gas storage in China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2017, 36(7): 747-753.
- [44] 巴金红, 康延鹏, 姜海涛, 等. 国内盐穴储气库老腔利用现状及展望[J]. 石油化工应用, 2020, 39(7): 1-5.
- BA Jinhong, KANG Yanpeng, JIANG Haitao, et al. Present situation and prospect of the utilization of old cavity in domestic salt cavern gas storage[J]. Petrochemical Industry Application, 2020, 39(7): 1-5.
- [45] IGU. Storage committee-underground gas storage database[DB/OL]. <http://ugs.igu.org/index.php>.
- [46] 潘楠. 美欧俄乌地下储气库现状及前景[J]. 国际石油经济, 2016, 24(7): 80-92.
- PAN Nan. The status quo and outlook for US, EU, Russia and Ukraine UGS[J]. International Petroleum Economics, 2016, 24(7): 80-92.
- [47] 丁国生, 王云, 完颜祺琪, 等. 不同类型复杂地下储气库建库难点与攻关方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(10): 14-23.
- DING Guosheng, WANG Yun, WANYAN Qiqi, et al. Construction difficulties and research directions of various complex UGSs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(10): 14-23.

(修改回稿日期 2024-12-31 编辑 张晓雪)



本文互动