

引文: 完颜祺琪, 王云, 李东旭, 等. 复杂地质条件下储气库建设安全运行技术进展[J]. 油气储运, 2023, 42(10): 1092-1099.

WANYAN Qiqi, WANG Yun, LI Dongxu, et al. Technical progress of construction and safe operation of underground gas storage under complex geological conditions[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2023, 42(10): 1092-1099.

复杂地质条件下储气库建设安全运行技术进展

完颜祺琪¹ 王云¹ 李东旭¹ 薛洪成¹ 李春¹ 李康¹ 李景翠² 李丽锋³

1. 中国石油勘探开发研究院·中国石油集团油气地下储库工程重点实验室; 2. 中国石油集团工程技术研究院;
3. 中国石油集团工程材料研究院

摘要: 中国天然气对外依存度一直居于高位, 持续提升储气库调峰保供能力是确保中国天然气安全的必然选择。针对气藏断裂系统发育、储层埋藏深、非均质强、气水分布复杂等特点, 经过20余年持续攻关, 中国储气库在气藏型和盐穴型储气库建设与运行领域取得突破, 形成了库址筛选与评价技术、库容设计与评估技术、井筒质量高效控制技术、大排量注采设计技术、风险识别监测技术, 实现了储气能力从 $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ 到 $192 \times 10^8 \text{ m}^3$ 五大系列技术的跨越。未来, 中国储气库库址资源品质进一步劣质化、类型进一步复杂化, 逐渐向油藏、低渗气藏、盐穴复杂连通老腔、水层等新类型转变, 储气库高效建设与运行将面临四大挑战: ①储气地质体动态密封评价理论与技术亟待完善; ②新类型储气库库容设计技术处于起步阶段; ③气井产能未能充分发挥, 配套技术尚需创新; ④风险预警与安全管控能力尚难满足储气库安全运行的需要。建议通过专项攻关完善地质体断层密封性弱化动力学机制, 形成强注强采优化设计方法, 研发国产化监测装备, 拓展储气库功能新领域, 推动储气库高质量可持续发展。(图3, 表1, 参24)

关键词: 地下储气库; 选址; 库容评估; 注采; 进展

中图分类号: TE832

文献标识码: A

文章编号: 1000-8241(2023)10-1092-08

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2023.10.002

Technical progress of construction and safe operation of underground gas storage under complex geological conditions

WANYAN Qiqi¹, WANG Yun¹, LI Dongxu¹, XU Hongcheng¹, LI Chun¹, LI Kang¹, LI Jingcui², LI Lifeng³

1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED)//CNPC Key Laboratory of Oil & Gas Underground Storage;
2. CNPC Engineering Technology R&D Company Limited; 3. CNPC Engineering Materials Research Institute Co. Ltd.

Abstract: Due to the high dependency of China on imported natural gas, continuously enhancing the gas storage capacity in peak shaving and stable supply is an inevitable choice to assure natural gas security in China. In view of the characteristics of the developed gas reservoir fault system, largely buried depth, strong heterogeneity and complex gas-water distribution, breakthroughs were made in the construction and operation of gas reservoir and salt cavern type gas storages in China through over 20 years of hard working in research, and five technology series were formed, including (1) storage site selection and evaluation technology, (2) storage capacity design and evaluation technology, (3) efficient wellbore quality control technology, (4) large displacement injection-production design technology, and (5) risk identification and monitoring technology. As a result, the gas storage capacity has leapt from $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ to $192 \times 10^8 \text{ m}^3$. Predictably, the site resource of gas storage in China will have more deteriorated quality and more complicated types in the future, which will gradually change to the new types of oil reservoirs, low-permeability gas reservoirs, complex connected old salt caverns and water layers. Thus, four challenges will be posed to the efficient construction and operation of gas storage, such as (1) the urgent need to perfect the theory and technology for dynamic sealing evaluation of gas storage geological bodies, (2) the capacity design technology for new gas storage types still in the initial stage, (3) inadequate utilization of gas well productivity and great demands for innovative supporting technologies, and (4) inadequate risk warning and safety control capabilities to meet the requirements of the safe operation of gas storage. It is suggested to carry out special research to perfect the dynamic mechanism of fault sealing weakening of geological bodies. Further, efforts should be made to form an optimal design method of intensive injection and production, and to develop a domestic microseismic monitoring system. Moreover, new functional fields of gas storage should be continuously expanded, so as to achieve high quality and sustainable development of gas storage. (3 Figures, 1 Table, 24 References)

Key words: underground gas storage, site selection, storage capacity evaluation, injection-production, progress

根据《中国天然气发展报告 2023》^[1]可知,中国的天然气消费量从 2018 年的 $2803 \times 10^8 \text{ m}^3$ 上升至 2022 年的 $3646 \times 10^8 \text{ m}^3$, 年均增长量为 $211 \times 10^8 \text{ m}^3$; 天然气产量从 2018 年的 $1603 \times 10^8 \text{ m}^3$ 上升至 2022 年的 $2178 \times 10^8 \text{ m}^3$, 年均增长量为 $143.75 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。据此测算, 2018—2022 年天然气对外依存度均超过 40.5%; 预计 2023—2040 年中国天然气消费量与产量将持续增长, 对外依存度将仍居高位, 天然气安全供应压力持续增加, 提升储气库调峰保供能力是确保中国天然气安全的必然选择。经过 20 余年持续攻关, 针对复杂的库址资源条件, 中国储气库高效建设与安全运行系列技术取得重要突破, 储气能力实现了从 $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ 到 $192 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的跨越, 但复杂地质条件下储气库的建设与运行在理论和技术方面仍面临诸多挑战。在此, 从储气库库址筛选与评价、库容设计与评估、井筒质量控制、大排量注采设计与风险识别监测等方面, 总结了中国储气库建设运行取得的重大理论技术成就, 分

析论证了未来面临的重大挑战与理论技术攻关方向, 为助推储气库业务高质量可持续发展献言献策^[2-10]。

1 中国储气库重大理论技术进展

1.1 库址筛选与评价技术

在储气库库址筛选与评价方面, 创新发展了储气地质体动态密封理论, 实现密封性评价由定性到定量、静态到动态的飞跃。以“实验-地质-地质力学-数模”一体化为手段, 建立了以盖层“动态突破、交变疲劳”、断层“柔性连接、剪切滑移”为核心的动态密封理论体系, 提出盖层突破压力、累计塑性变形、剪切安全指数、断层正应力、断层滑移指数 5 项关键指标, 实现了选址评价由静态定性到动态定量的根本转变^[2, 11-14]。建立了地质、地表条件相结合的库址筛选原则, 创建了气藏型、盐穴型地下储气库建库条件评价体系(图 1), 为科学有效筛选与评价建库目标奠定了基础。

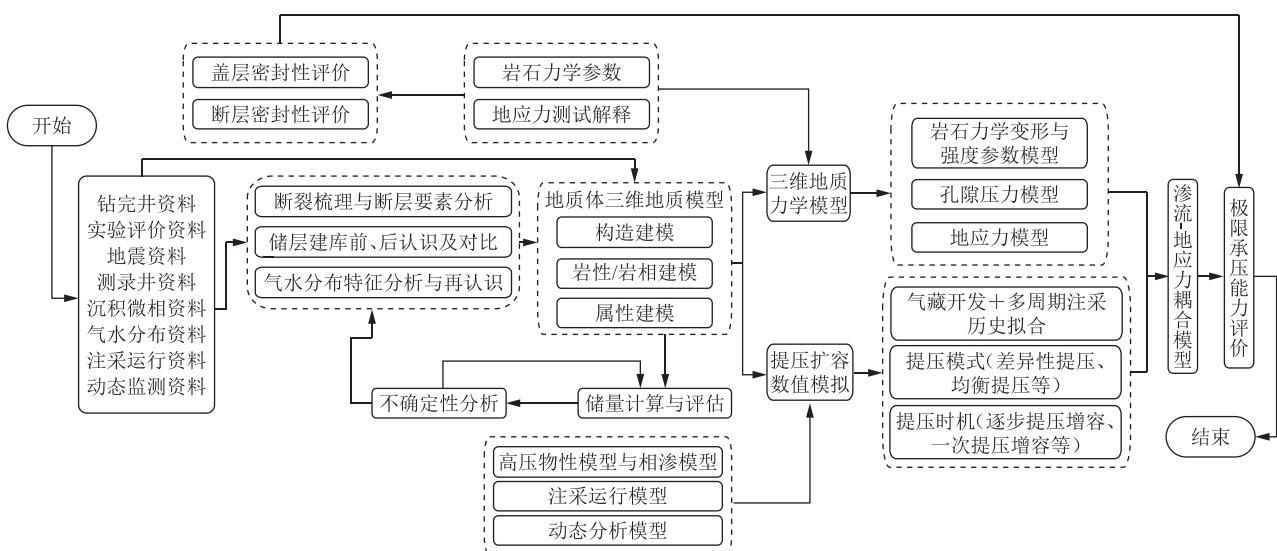


图 1 气藏型储气库上限压力优化流程图
Fig. 1 Flow chart of upper limit pressure optimization of gas reservoir type gas storage

1.2 库容设计与评估技术

建立了以储气空间为核心的库容参数设计技术及标准体系, 丰富并发展了库容参数设计理论基础。针对储气库在既定的压力区间、注采周期内高速有限供流特性, 通过气液多轮互驱相渗和多周期库存动用评价揭示了空间分区差异动用内在机制, 明确了储层性质、流体分布、应力特性、原油溶解等主控因素。创新提出了库容参数设计技术和标准体系(图 2), 利用空间定量表征实现了从储层到地质体、储量到空间、原始状态到建库始点的 3 项重大转变, 实际注采动态表明

库容参数指标符合率提升了 20%^[15-17]。

建立了阶段标定、周期评估、实时预测 3 层次库容评估技术及管理体系(表 1), 为科学评估库容创造了条件。储气库投产后, 随着地质认识变化和工艺技术进步, 库容产能等技术指标可能不断发生变化。针对达容达产和周期调峰采气不稳定运行特点, 首次建立了 3 层次库容评估技术及管理体系, 形成了定容封闭、弱-中等水侵、带油环气藏等多类型储气库库存评价技术, 围绕提高库容动用率、推动达产达效等提出了相关技术政策和措施建议, 助力在役库高质量发展。

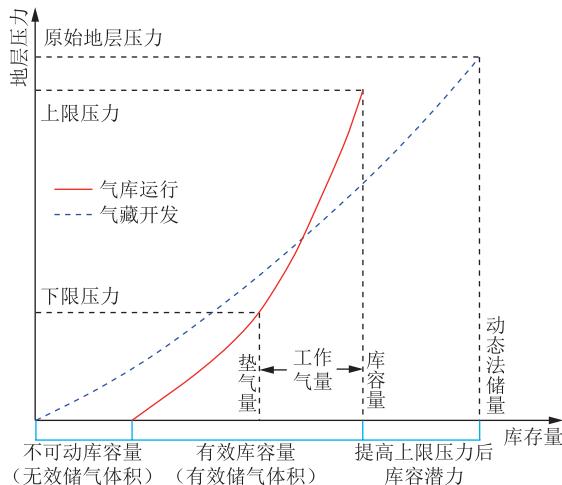


图2 气藏型储气库库容参数设计新模式示意图
Fig. 2 New model for storage capacity parameter design of gas reservoir type gas storage

表1 气藏型储气库库容评估技术指标体系表

Table 1 Technical index system for storage capacity evaluation of gas reservoir type gas storage

层级	主要指标(12项)	次要指标(14项)
阶段标定	库容量、工作气量、注气产能、采气产能	日均注气量、日均采气量、高峰月日均采气量
	有效库存量	未动用库存量、库存动用率
	有效储气体积	储气体积
周期评估	调峰能力、最大日调峰能力	库容量、工作气量、垫气量、日均注/采气量
	天然气损耗量	天然气损耗率
实时预测	剩余库存能力、剩余日注气、剩余调峰能力	阶段注气量、阶段采气量

1.3 井筒质量控制技术

提出复杂气藏型储气库防漏堵漏技术,解决了深层枯竭低压气藏建库钻井一次堵漏成功率低的难题。枯竭气藏地层压力系数普遍偏低,在钻井过程中极易造成储层污染、泥浆漏失,严重影响储层建库效率和单井注采能力。针对这一难题,研制了高强度膨胀防漏堵漏剂与井下交联堵漏剂,抗温能力从100 °C提升至150 °C以上,承压能力提高了3 MPa以上。创新提出了适用于超低压地层的一次施工、分段挤注的防漏堵漏施工工艺,在苏桥、文23、吐哈等储气库成功应用,一次堵漏成功率由40%提升至80%以上^[18-19]。

创新提出了以晶须纳米材料韧性水泥浆体系为核心的储气库固井技术,解决了交变载荷下常规水泥石易破碎、胶接面密封易失效的难题。在储气库井注采过程中,井筒承受的高低压剧烈变化,极易造成固井水泥环破裂,从而导致固井失效。成功研制抗200 °C晶须纳米材料高强低弹韧性水泥浆体系,有效解决了超

深、超高温储气库固井难题,大大提高了固井质量,为高速交替注采条件下井筒密封提供了保障,大幅提高了井筒的注采安全。

1.4 大排量注采设计技术

针对中国储气库埋藏深、温度压力高等特点,形成了交变载荷条件下大排量注采优化设计技术,大幅提升了单井注采气能力。

建立了适合交变载荷工况注采管柱优选方法。揭示了注采管柱螺纹密封面微犁沟磨损失效机理,构建了井深、井口压力、接头拉伸效率、接头压缩效率以及载荷包络线等5项气密封螺纹接头分级选用指标体系,创新提出了“强度+密封”注采管柱优化设计方法与选用标准,可用于指导现场注采管柱优选。

创新提出了多因素临界冲蚀流量计算方法。针对常规冲蚀流量计算保守问题,建立了复杂工况下临界冲蚀模拟方法,基于大量实验,首创了多因素(不同流动介质、材质、含水率等)冲蚀系数图版(图3,其中C为临界冲蚀系数),突破了传统设计对管柱注采能力的约束。将该方法应用于呼图壁等储气库,在不改变管柱的条件下,井筒注采能力可提高50%^[20]。

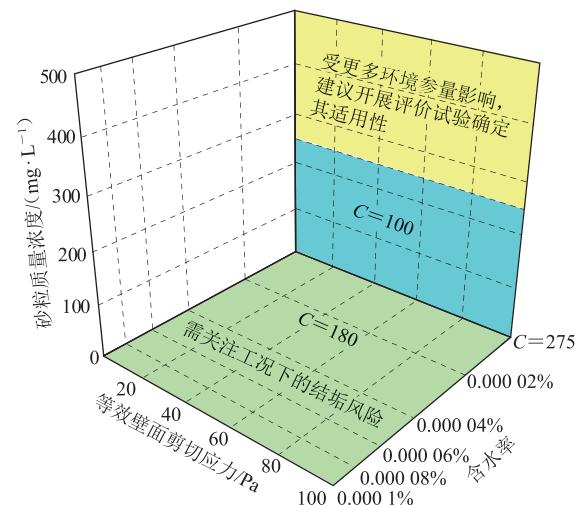


图3 S13Cr油管临界冲蚀系数取值图
Fig. 3 Values of critical erosion coefficient for S13Cr tubing

建立了交变载荷工况临界出砂压差预测方法。创新提出了考虑高强度交变载荷与塑性变形的出砂压差预测模型和实验方法,可最大限度发挥地层短期高速采气能力。

1.5 风险识别监测技术

针对大规模高低压频繁注采易造成断层激活、井筒密封失效的风险,建立储气库风险实时预警体系,实现了储气库安全运行“双零”目标。

提出“地质体-井筒-地面”三位一体风险管控体系,有效揭示了管柱振动失效规律,并建立了注采管柱振动风险评价方法。建立考虑腐蚀、冲蚀、设备失效等6类危害因素的井屏障失效概率模型,提出环空压力与泄漏速率预测方法,形成了基于故障树理论的注采井定量风险评估技术^[21]。提出储气地质体风险微地震监测识别技术。建立盖层变形、断层滑移、流体泄漏等微地震弱信号识别与定位方法,创建了复杂断块储气库“三位一体”风险识别体系^[21]。成功研发了气密封检测和油套管泄漏检测系列装备,实现了储气库井关键检测装备国产化,打破了国外垄断。

2 复杂地质条件下储气库面临的挑战

受中国构造地质和沉积环境的影响,作为建库目标的枯竭油气藏、含盐地层、含水层构造的地质条件极为复杂,建库区位条件和地质条件优越的气藏和盐矿成为稀缺资源,目前中国石油规划新建的储气库建库目标中油藏占30.5%、低渗气藏占18.2%、复杂盐层占18.5%、常规气藏仅占19.8%,建库资源劣质化趋势明显。以常规气藏为主的建库技术无法满足新增储气能力建设的需要,亟需完善和发展复杂地质条件下储气库高效建设、安全运行的理论和技术。

2.1 储气地质体动态密封评价理论与技术亟待完善

中国东部、西部分别以陆相和复合叠合盆地为主,受拉张、挤压构造作用形成众多张性、张扭性与压性断层。在储气地质体范围内,断裂系统发育,存在多条断层或直接受断层封闭成藏。在高低压交替注采条件下,断层存在激活导致泄漏的风险。

中国中东部断裂发育、地震频发,地震活动对储气地质体影响程度的指标选取和确定较难,表征方法建立难度大,地震震级、震源深度及触发机制具有不确定性,导致地震对地质体影响的模拟与预测难度大。目前尚未建立有效的预测评价方法,在库址筛选优化、提压运行方案确定方面存在诸多挑战。

2.2 新类型储气库库容设计技术处于起步阶段

目前,中国建库目标已逐渐向油藏、低渗气藏、复杂连通老腔、含水层等转变,各类型建库目标库容设计技术处于起步阶段,尚未形成完整的技术体系。

油藏建库气水分布复杂,难以控制形成稳定气顶。储层三相渗流流态与相态变化预测较难,缺乏多相滚

动驱替储气空间动用效率评价与交互注采多组分相间传质定量表征方法。油藏建库过程中储层含气饱和度、相渗透率持续变化,目前尚未明确最佳库容的形成规律,缺乏库容参数设计与次生气顶形成控制方法^[22-23]。

低渗气藏建库在世界上尚属首次,采用传统气藏整体建库模式,垫底气成本高、气体逸散风险高。低渗气藏建库受岩性横向变化与储层物性非均质影响,高速注采渗流-扩散速度难控制,部分储气空间难以利用,致使储气库库容动用率低。在甜点区建库和高强度注采条件下,缺乏对于储气库内气体外溢的精细评价和有效控制手段。

复杂连通老腔改建储气库在国内外均无先例,老腔“一腔多眼”可能导致密封性变差、稳定性评价难、空间利用率低,高效利用腔体空间是世界难题。目前,复杂连通老腔改建储气库腔群间距小(小于100 m),腔间应力应变干扰机制尚不明确,缺乏稳定造腔评价理论和形态控制方法;多夹层盐层水平井造腔差异溶蚀规律难以控制、腔内残渣空隙有效储气能力难以定量评价。

高速注采条件下水层建库多层储层储气空间差异动用机理不清晰,欠缺多层储气空间协同高效动用手段;高压注气条件下复杂储层动态描述难度大,孔隙类型-时间-压力-动用效率间的相互关系尚无成熟理论和定量评价手段;复杂非均质水层建库增压能力评价及库容参数设计方法尚未建立^[24]。

2.3 气井产能未能充分发挥及配套技术尚需创新

储气库注采工程的目的是实现地质气藏工程设计要求,满足储气调峰需求。气井的调峰能力由储层供应能力和管柱通过能力共同决定。

部分在役储气库生产过程监测到出砂;部分在建储气库主力层强水淹,储层出砂风险进一步增大。受限于交变应力场-多相流体运移耦合下出砂机理不明、防砂工艺技术不配套,现场无法确定合理的生产压差,还不能充分发挥储层的供应能力。

低渗气藏建库单井原始产能低,无法实现效益建库,亟需进行储层改造以提高单井产能。但常规改造工艺易破坏地质体与井筒的完整性,目前仍缺乏有效预测理论和方法实现最佳储层改造效果。

考虑井壁稳定或防砂等因素,中国在役储气库多采用套管或筛管完井,对气井产能发挥有不同程度的影响,亟需创新强注强采条件下不同类型储层的合理完井方式。

管柱的通过能力上限由临界冲蚀流量确定。如果储层出砂,油管内将为气液固三相流流动。鉴于气液固耦合条件下的注采管柱冲蚀规律不明确,无法科学设计管柱通过能力,限制了气井调峰能力的充分发挥。

2.4 风险预警与安全管控能力尚难满足储气库安全运行需要

随着多周期运行,储气库安全风险愈发突显,现有技术手段相对单一,管控体系尚未建立。储气库监测以井点为主,缺乏以微地震为核心的地质体立体空间监测技术;微地震设备、软件均依赖进口,解释周期长,无法实时预警。储气库井筒监测、检测技术不配套。不均匀注采压力、振动、损伤等多因素耦合作用下管柱失效行为认识不足,多周期注采过程封隔器密封失效准则尚未建立,导致长周期注采交变工况井屏障累积损伤失效机理不明确;套管与固井质量超声一体化检测、井口泄漏诊断也依赖国外技术。

3 复杂地质条件下储气库理论技术发展方向

面对新的建库目标与类型,理论技术创新是破解储气库建设与运行难题的核心,中国储气库高质量建设与运行亟需从以下5个方面加大攻关力度。

3.1 复杂断块储气地质体密封性评价技术

储气地质体密封性评价是储气库选址、提压运行的基础。储气地质体密封性评价主要包括以下方面:①断层动态密封弱化机制。明确断层局部滑移变形强度与气体临界泄漏耦合机理;分析高速注采交变载荷下地应力场变化与断层密封能力变化特征;建立变载荷下断层滑移失稳力学与泄漏判别准则。②地震活动对储气地质体致灾机理。明确不同地震活动地震波对储气地质体地应力场重构与扰动力学机制,揭示地震波场对储气库的致灾机理,建立深部储气地质体地震致灾预测模型,形成安全影响的模拟技术,评价不同烈度地震对储气库安全性的影响。③储气库提压运行技术。建立储气地质体断层等效连续界面建模算法与地质体极限承压能力预测理论模型,提出储气库上限压力优化设计方法。

3.2 新类型储气库库容设计技术

合理的库容参数是储气库设计的关键。油藏、低渗气藏、盐穴复杂连通老腔以及水层是新类型建库的

主体:①油藏滚动注气排液扩容机理与建库参数优化设计。建立气液交互滚动驱仿真模拟方法和注采全过程油气相行为特征模拟方法,揭示高速注采交变工况下油气复杂相间传质和三相交互渗流机理。明确气驱、溶解、混相、凝析传质及组分交换等复杂因素对库容的影响特征,建立基于储气空间动用效率和油气相态变化的有效储气空间与库容参数预测模型,形成考虑气液交互滚动排驱储气空间动用效率预测和油气相态变化条件下有效库容参数设计方法,创建油藏建库参数设计与次生气顶形成控制方法。②低渗气藏分区建库注采动力学与压力空变特征。建立低渗气藏储气库高速注采条件下的精确压力传导模型,解决低渗气藏多区带溢散控制模式,评价甜点区建库交变运行条件下外溢控制区影响范围,提出降低溢散范围、控制溢散气量的优化方法,形成以局部高渗区空间利用为核心的库容参数设计方法。③盐穴连通老腔改建储气库库容设计。明确盐穴对流井造腔复杂流态溶解-冲蚀固液耦合与残渣空隙空间储气机理。综合残渣颗粒矿物成分、颗粒粒径、空隙度等因素,揭示不溶物残渣软化崩解-膨胀掉落-堆积压实全过程机理,建立复杂连通老腔改造与库容设计方法。④水层储气库库容设计技术。探究水层储气库多层空间差异动用机理与气水交互注采渗流机理,建立不同类型开放与局限水体空间内高压注采压力传导与预测模型;考虑地层倾角、渗透率、储层非均质性及注气速率等因素,明确气水交互注采条件下气水界面运移规律,揭示气水交互渗流与空间动用机理,形成水层储气库库容设计方法。

3.3 强注强采优化设计技术

充分发挥气井产能是实现储气库调峰的核心。改善储层渗流条件与提高注采管柱通过能力是充分发挥单井注采能力有效手段:①大尺寸水平井钻井技术。建立大尺寸井井周“地应力-化学势-温度、压力场”的多场耦合模拟技术,形成大尺寸井井壁失稳预测与控制、井眼清洁监测与岩屑床预防技术,充分发挥储层自然产能。②保持地质体完整性的储层改造技术。明确储气地质体裂缝扩展机理与规律,建立气水两相压裂水力裂缝扩展预测与控制方法,形成储气库可控微压裂储层改造工艺,建立储气地质体改造后评估方法,支撑低渗气藏高效建库。③强注强采条件下完井方式优化技术。揭示不同类型储层储气库井注采过程中井壁失稳和多轮次交变注采诱发水淹储层出砂机理,建立

交变载荷条件下完井优化方法,探索裸眼扩径完井工艺,充分发挥储层产能。④复杂工况下气井调峰能力评价技术。揭示气液固三相工况下管柱冲蚀机理,建立全注采工况下管柱临界冲蚀流量计算模型,形成储气库注采井调峰潜力评价技术,为充分发挥储气库调峰能力提供指导。

3.4 风险预警与安全管控技术

风险预警与安全管控是储气库运行的根本基础:①储气储气库失效机理。明确微地震诱发、长周期注采交变工况井屏障累积损伤失效及注采转换过程地面设施完整性的失效规律,揭示长周期注采储气库完整性失效机理与灾害演化规律,为储气库长期安全高效运行提供理论基础。②微地震监测系统。突破微地震监测系统高温高压高灵敏度三分量检波器芯体制造技术,攻关大阵列带道采集及实时预警技术,实现微地震监测系统及处理软件国产化。③井筒完整性检测/监测。攻关大井眼、宽壁厚套管超声测距波场表征技术,研制套管-固井水泥环质量一体化检测系统,实现井筒完整性精确检测与监测。

3.5 储气库功能拓展技术系列

新功能拓展是储气库发展的必然。储氢、储氦、储能以及垫底气替换是储气库新功能拓展的主要方向:①储氢/氦技术。探究掺氢/氦气储存过程中混合气在储层运移规律,形成混合气运移监测技术,建立储氢/氦技术体系。②储能技术。建立储气库储能潜力评价数学模型,形成多类型储气库压气蓄能、电-气-电转换储能与发电协同等技术。③垫底气替换技术。揭示CO₂、N₂与天然气混合气在储层的渗流机理,建立混合气运移控制方法,形成CO₂、N₂垫底气替换技术。

4 结论

(1)通过20余年持续攻关,针对复杂的建库地质条件,中国在库址筛选与评价、库容设计与评估、井筒质量控制、大排量注采设计以及风险识别监测等领域取得突破并形成系列技术,支撑了储气库高质量发展。

(2)中国储气库库址资源逐渐向复杂断裂系统气藏、油藏、低渗气藏、盐穴复杂连通老腔、水层等新类型转变,现有理论技术难以应对储气库的高效建设与运行,在储气地质体动态密封评价、新类型储气库库容设

计、充分发挥气井产能、风险预警与安全管控等领域仍面临诸多挑战。

(3)建议完善地质体断层密封性弱化动力学机制,揭示地震活动对储气地质体致灾机理,建立储气库提压运行技术体系;揭示高速注采交变工况下油气复杂相间传质和三相交互渗流机理,厘清盐穴对流井造腔复杂流态溶解-冲蚀固液耦合与残渣空隙空间储气机理,建立低渗气藏储气库高速注采条件下的精确压力传导模型,创新油藏建库次生气顶形成控制和盐穴复杂连通老腔改造方法,形成油藏、低渗气藏、盐穴复杂连通老腔以及水层等新类型储气库库容设计方法;完善大尺寸水平井钻井方法,创建保持地质体完整性的储层改造和强注强采条件下完井方式优化技术,建立复杂工况下气井调峰能力评价方法;探究长周期注采交变工况井屏障累积损伤等储气库失效机理,研发国产化微地震监测系统与井筒完整性检测/监测系列装备;拓展储氢、储氦、储能以及垫底气替换等储气库新功能;建立适合未来建库目标的理论技术系列,推动储气库高质量可持续发展。

参考文献:

- [1] 国家能源局石油天然气司,国务院发展研究中心资源与环境政策研究所,自然资源部油气资源战略研究中心.中国天然气发展报告(2023)[M].北京:石油工业出版社,2023:4-5.
Oil and Gas Department of National Energy Administration, Resource and Environmental Policy Research Institute of the Development Research Center of the State Council, Oil and Gas Resources Strategic Research Center of the Ministry of Natural Resources. China Natural Gas Development Report (2023)[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2023: 4-5.
- [2] 马新华,郑得文,申瑞臣,王春燕,罗金恒,孙军昌.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. DOI: 10.11698/PED.2018.03.14.
MA X H, ZHENG D W, SHEN R C, WANG C Y, LUO J H, SUN J C. 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.
- [3] 马新华,郑得文,魏国齐,丁国生,郑少婧.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. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.05.010.

- MA X H, ZHENG D W, WEI G Q, DING G S, ZHENG S J. Development directions of major scientific theories and technologies for underground gas storage[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(5): 93–99.
- [4] 丁国生, 李春, 王皆明, 胥红成, 郑雅丽, 完颜祺琪, 等. 中国地下储气库现状及技术发展方向[J]. 天然气工业, 2015, 35(11): 107–112. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2015.11.017.
- DING G S, LI C, WANG J M, XU H C, ZHENG Y L, WANYAN Q Q, et al. The status quo and technical development direction of underground gas storages in China[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(11): 107–112.
- [5] 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. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2020.01.004.
- DING G S, WEI H. Review on 20 years' UGS construction in China and the prospect[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(1): 25–31.
- [6] 曾大乾, 张广权, 张俊法, 麋利栋, 杨小松, 贾跃玮, 等. 中石化地下储气库建设成就与发展展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(9): 125–134. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.09.013.
- ZENG D Q, ZHANG G Q, ZHANG J F, MI L D, YANG X S, JIA Y W, et al. Sinopec's UGS construction achievement and development prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 125–134.
- [7] 张福强, 曾平, 周立坚, 李波, 张士华. 国内外地下储气库研究现状与应用展望[J]. 中国煤炭地质, 2021, 33(10): 39–42, 52. DOI: 10.3969/j.issn.1674-1803.2021.10.06.
- ZHANG F Q, ZENG P, ZHOU L J, LI B, ZHANG S H. Underground gas storage research status quo and application expectations at home and abroad[J]. Coal Geology of China, 2021, 33(10): 39–42, 52.
- [8] 张刚雄, 陈建军, 郑得文, 刘峰, 赵凯, 胥洪成, 等. 中国储气库建设与发展策略思考[J]. 国际石油经济, 2016, 24(12): 28–33. DOI: 10.3969/j.issn.1004-7298.2016.12.006.
- ZHANG G X, CHEN J J, ZHENG D W, LIU F, ZHAO K, XU H C, et al. China's gas storage construction and development[J]. International Petroleum Economics, 2016, 24(12): 28–33.
- [9] 魏欢, 田静, 李波, 高永刚, 王影, 朱丽丽. 中国天然气储气调峰方式研究[J]. 天然气工业, 2016, 36(8): 145–150. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2016.08.020.
- WEI H, TIAN J, LI B, GAO Y G, WANG Y, ZHU L L. Research on natural gas storage and peak-shaving modes in China[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(8): 145–150.
- [10] 丁国生, 丁一宸, 李洋, 唐立根, 武志德, 完颜祺琪, 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. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2022.01.001.
- DING G S, DING Y C, LI Y, TANG L G, WU Z D, WANYAN Q Q, 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.
- [11] 赵昱超, 罗瑜, 李隆新, 周源, 李力民, 王霞. 地下储气库地应力模拟研究与地质完整性评估——以相国寺为例[J]. 地质力学学报, 2022, 28(4): 523–536. DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2021138.
- ZHAO Y C, LUO Y, LI L X, ZHOU Y, LI L M, WANG X. In-situ stress simulation and integrity evaluation of underground gas storage: A case study of the Xiangguosi underground gas storage, Sichuan, SW China[J]. Journal of Geomechanics, 2022, 28(4): 523–536.
- [12] 郑雅丽, 孙军昌, 邱小松, 赖欣, 刘建东, 郭泽萍, 等. 油气藏型储气库地质体完整性内涵与评价技术[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 94–103. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.05.012.
- ZHENG Y L, SUN J C, QIU X S, LAI X, LIU J D, GUO Z P, et al. Connotation and evaluation technique of geological integrity of UGSs in oil-gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 94–103.
- [13] 魏国齐, 郑雅丽, 邱小松, 孙军昌, 石磊, 赖欣. 中国地下储气库地质理论与应用[J]. 石油学报, 2019, 40(12): 1519–1530. DOI: 10.7623/syxb201912011.
- WEI G Q, ZHENG Y L, QIU X S, SUN J C, SHI L, LAI X. Geological theory and application of underground gas storage in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12): 1519–1530.
- [14] 马新华, 郑得文, 丁国生, 王皆明. 复杂地质条件储气库“极限动用”理论与实践[J]. 中国石油勘探, 2023, 50(2): 373–383. DOI: 10.11698/PED.20220829.
- MA X H, ZHENG D W, DING G S, WANG J M. “Extreme utilization” theory and practice in gas storages with complex geological conditions[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 373–383.
- [15] 孙军昌, 胥洪成, 王皆明, 石磊, 李春, 唐立根, 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. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.04.016.

- SUN J C, XU H C, WANG J M, SHI L, LI C, TANG L G, 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.
- [16] 刘慧, 丁心鲁, 张士杰, 方云贵, 郝晓波, 郑玮鸽. 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. DOI: 10.11911/syztjs.2022047.
- LIU H, DING X L, ZHANG S J, FANG Y G, HAO X B, ZHENG W G. 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.
- [17] 郑得文, 胥洪成, 王皆明, 孙军昌, 赵凯, 李春, 等. 气藏型储气库建库评价关键技术[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(5): 794–801. DOI: 10.11698/PED.2017.05.15.
- ZHENG D W, XU H C, WANG J M, SUN J C, ZHAO K, LI C, et al. Key evaluation techniques in the process of gas reservoir being converted into underground gas storage[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(5): 794–801.
- [18] 袁光杰, 夏焱, 金根泰, 班凡生. 国内外地下储库现状及工程技术发展趋势[J]. *石油钻探技术*, 2017, 45(4): 8–14. DOI: 10.11911/syztjs.201704002.
- YUAN G J, XIA Y, JIN G T, BAN F S. Present state of underground storage and development trends in engineering technologies at home and abroad[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2017, 45(4): 8–14.
- [19] 袁光杰, 张弘, 金根泰, 夏焱. 我国地下储气库钻井完井技术现状与发展建议[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(3): 1–7. DOI: 10.11911/syztjs.2020041.
- YUAN G J, ZHANG H, JIN G T, XIA Y. Current status and development suggestions in drilling and completion technology of underground gas storage in China[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 1–7.
- [20] 王云, 张建军. 地下储气库注采井临界冲蚀流量优化计算方法[J]. *天然气工业*, 2019, 39(11): 74–80. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2019.11.009
- WANG Y, ZHANG J J. An optimized calculation method of critical erosion flow rates of UGS injection/production wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(11): 74–80.
- [21] 罗金恒, 李丽锋, 王建军, 赵新伟, 王珂, 李发根, 等. 气藏型储气库完整性技术研究进展[J]. *石油管材与仪器*, 2019, 5(2): 1–7. DOI: 10.19459/j.cnki.61-1500/te.2019.02.001.
- LUO J H, LI L F, WANG J J, ZHAO X W, WANG K, LI F G, et al. The research progress on integrity technology of underground storage with gas reservoirs[J]. *Petroleum Instruments*, 2019, 5(2): 1–7.
- [22] 江同文, 王锦芳, 王正茂, 周代余. 地下储气库与天然气驱油协同建设实践与认识[J]. *天然气工业*, 2021, 41(9): 66–74. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.09.007.
- JIANG T W, WANG J F, WANG Z M, ZHOU D Y. Practice and understanding of collaborative construction of underground gas storage and natural gas flooding[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(9): 66–74.
- [23] 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. DOI: 10.11698/PED.2021.05.18.
- JIANG T W, WANG Z M, WANG J F. Integrated construction technology for natural gas gravity drive and underground gas storage[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(5): 1061–1068.
- [24] 邱小松, 郑雅丽, 叶颖, 赖欣, 刘满仓, 徐淑娟, 等. 含水层储气库库址筛选及关键指标评价方法——以苏北盆地白驹含水层为例[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(5): 140–148. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.05.013.
- QIU X S, ZHENG Y L, YE Y, LAI X, LAI M C, XU S J, et al. Aquifer site selection for natural gas storage and key indices evaluation method: a case study of Baiju aquifer in Subei Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(5): 140–148.
- (收稿日期:2023-06-19; 修回日期:2023-07-12; 编辑:刘朝阳)
-
- 基金项目:** 中国石油天然气集团有限公司科学与技术开发项目“地下储气库基础理论与扩容新方法研究”, 2022DJ83。
- 作者简介:** 完颜祺琪, 男, 1981年生, 高级工程师, 2015年毕业于西南石油大学矿产普查与勘探专业, 现主要从事地下储气库库址目标评价、建库新技术研究与方案设计工作。地址: 北京市海淀区学院路20号, 100083。电话: 010-83599515。Email: wanyanqq@petrochina.com.cn
- 开放科学(资源服务)标识码(OSID):

