

深部地下空间储能安全与应急保障技术现状与发展趋势

张来斌^{1,2}, 胡瑾秋^{1,2*}, 肖尚蕊^{1,2*}, 吴明远^{1,2}

1 中国石油大学(北京)安全与海洋工程学院, 北京 102249

2 应急管理部油气生产安全与应急技术重点实验室, 北京 102249

* 通信作者: hujq@cup.edu.cn; 2022310516@student.cup.edu.cn

收稿日期: 2024-05-29; 修回日期: 2024-06-24

国家自然科学基金重点项目(52234007)和自然科学基金面上项目(52074323)联合资助

摘要 伴随“三深引领”的科技攻关目标,我国油气资源勘探正由浅表地层向深部地层进发,千米级深部地下工程建设已成常态。随着深地工程的探索,枯竭油气藏、盐穴、采空区等可利用的深部地下空间涌现,深部地下空间在大规模能源储存利用上已被证明具有储量大、分布广、安全性高、经济成本低和环境友好等优势,深部地下空间工业化储能应用是优化我国能源储存结构、保障国家能源储存战略需求的有力手段。然而,我国对深部地下空间储能安全与应急保障技术研究起步较晚,目前常用的地面油气储存手段受限于地理环境、工程建设以及运输方式等条件,同时地面油气储备库事故存在致因因素复杂、关联性强、受灾波及范围广等安全难题,深部地下空间能源安全储存迫在眉睫。当下我国对深部地下空间储能的利用聚焦于枯竭油气藏的再开发,现有的深地安全保障技术落后于深地储能基础设施安全保障的现实需求。因此,本文系统性总结了深地储气、储氢、碳封存以及压缩空气蓄能等深地储能技术研究现状,以能源行业绿色转型兼备战略能源安全储存为目标,强调能源储存、碳封存以及资源深度开采的三位一体,提出了深地空间储能利用双碳循环架构。同时系统性辨识了深地储能设备设施面临的风险,涵盖深地储能设计期、施工期、运行期和废弃期的全生命周期,揭示我国深地储能安全与应急保障技术发展需求、发展难点,构建了深地储能全生命周期安全与应急保障技术框架,提出我国2024—2050年期间深部地下空间储能安全与应急保障技术发展建议,为完善我国深部地下空间储能安全与应急保障技术体系提供参考。

关键词 深部地下空间; 能源存储; 深地储能; 安全与应急保障技术; 风险辨识

中图分类号: X937; P618.13

Current status and development trend of safety and emergency support technology for energy storage in deep underground spaces

ZHANG Laibin^{1,2}, HU Jinqiu^{1,2}, XIAO Shangrui^{1,2}, WU Mingyuan^{1,2}

1 College of Safety and Ocean Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Key Laboratory of Oil and Gas Safety and Emergency Technology, Ministry of Emergency Management, Beijing 102249, China

Received: 2024-05-29; Revised: 2024-06-24

引用格式: 张来斌, 胡瑾秋, 肖尚蕊, 吴明远. 深部地下空间储能安全与应急保障技术现状与发展趋势. 石油科学通报, 2024, 03: 434-448
ZHANG Laibin, HU Jinqiu, XIAO Shangrui, WU Mingyuan. Current status and development trend of safety and emergency support technology for energy storage in deep underground spaces. Petroleum Science Bulletin, 2024, 03: 434-448. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.03.032

Abstract With the scientific and technological goals of “Three Deeps Leading”, China’s oil and gas resource exploration is advancing from shallow strata to deep strata, and the construction of kilometer level deep underground engineering has become the norm. With the exploration of deep ground engineering, available deep underground spaces such as depleted oil and gas reservoirs, salt caverns, and goafs have emerged. Deep underground spaces have been proven to have advantages in large-scale energy storage and utilization, such as large reserves, wide distribution, high safety, low economic costs, and environmental friendliness. The industrial energy storage application of deep underground spaces is a powerful means to optimize China’s energy storage structure and ensure the national energy storage strategy needs. However, China started relatively late in the research of safety and emergency guarantee technology for energy storage safety in deep underground spaces. Currently, commonly used surface oil and gas storage methods are limited by geographical environment, construction conditions, and transportation methods. At the same time, accidents in surface oil and gas storage facilities face challenges such as complex causal factors, strong correlation, and wide disaster coverage. Therefore, the safe storage of energy in deep underground spaces is urgent. At present, China’s utilization of deep underground space energy storage focuses on the redevelopment of depleted oil and gas reservoirs, and the existing deep ground safety protection technology lags behind the practical needs of deep ground energy storage infrastructure safety protection. Therefore, this article systematically summarized the current research status of deep ground energy storage technologies such as deep gas storage, hydrogen storage, carbon sequestration, and compressed air energy storage. The goal was to achieve green transformation in the energy industry with strategic energy security storage. It emphasized the integration of energy storage, carbon sequestration, and deep resource extraction, and proposes a dual carbon cycle architecture for deep space energy storage and utilization. At the same time, the risks faced by deep ground energy storage equipment and facilities were systematically identified, covering the entire life cycle of deep ground energy storage design, construction, operation, and abandonment. The development needs, difficulties, and suggestions for China’s deep ground energy storage safety and emergency support technology were revealed, and a technical framework for the full life cycle safety and emergency support of deep ground energy storage was constructed. The development suggestions for China’s deep underground space safety and emergency support technology from 2024 to 2050 were proposed, providing reference for improving China’s deep underground space energy storage safety and emergency support technology system.

Keywords deep underground space; energy storage; deep ground energy storage; safety and emergency support technology; risk identification

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.03.032

0 引言

2023年1月自然资源部发布“强化深地探测、深海极地探测、深空对地观测”的“三深引领”攻关，开展深部地下空间利用与开发是实现自然资源科技创新目标，加速能源储存结构转型的有力手段^[1-2]。习近平主席在2016年的全国科技创新大会、两院院士大会、中国科学技术协会第九次全国代表大会上强调：“从理论上讲，地球内部可利用的成矿空间分布从地表到地下10 000 m，目前世界先进水平的勘探开采深度已达2500~4000 m，而我国大多小于500 m，向地球深部进军是我们必须解决的战略科技问题。”国家能源局2021年发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》指明我国储能产业市场需求强劲，“十四五”新型储能装机规模基本目标为30 GW，预计“十五五”实现新型储能全面市场化发展，而深地储能是大规模储能技术的首选之一^[3]。

能源行业从开发、利用等不同角度出发，对深地空间进行了定义^[4]，全国矿产储量委员会颁布的《石油天然气储量计算规范》中将埋深3500~4500 m的地

层定义为深层，大于4500 m的地层定义为超深层^[5]。国家能源局发布的中国石油天然气行业标准SY/6169-2021《油藏分类》中对油藏、气藏、钻井垂深的埋深进行了更细致地划分^[6]，如表1所示。

对深地空间的界定来源于新发现油气储层由中—浅层逐渐向深层—超深层转移的趋势^[7]，据预测，中国深层—超深层油气资源量可达 671×10^8 t油当量，占目前中国油气资源总量的34%，以塔里木盆地为例，仅埋深在6000~10 000 m的石油和天然气资源就分别占其总量的83.2%和63.9%，超深层油气资源总量约占全球的19%。深层—超深层领域将成为未来全

表1 《油藏分类》中深地空间的埋深界定标准
Table 1 “Classification of Oil Reservoir”: Criteria for defining the burial depth of deep ground spaces

	深层/m	特深层/m	超深层/m
油藏	3000~4000	4000~6000	超过6000
气藏	3500~4500	—	超过4500
西部埋深	4500~6000	—	超过6000
钻井垂深	4500~6000	—	超过6000

表2 国内外深层—超深层领域油气探索

Table 2 Exploration of oil and gas in deep and ultra-deep fields both domestically and internationally

时间	国家	项目/计划
1960年	苏联	大陆超深井钻探计划
1966年	中国	大庆油田钻成松基6井
1970年	苏联	科拉SG-3超深井开钻
1976年	中国	西南油气田钻成关基井
1973年	美国	Berta Rogers特深勘探井
1990年	德国	KTB-Oberpfalz超深井探井
2006年	中国	塔河油田钻成塔深1井
2022年	中国	西北油田钻成塔深5井
2023年	中国	西南油气田钻成蓬深6井
2023年	中国	塔里木油田钻成果勒3C井

球重要的增储上产领域^[8]，国内外均针对深层—超深层领域油气探索，如表2所示。

目前国际上深井—超深井主要集中在美国墨西哥湾、德克萨斯州、怀俄明州、加利福尼亚州、亚利桑那州等地区，中国的深井—超深井则主要分布在塔里木盆地、川渝地区、新疆南缘、松辽盆地深层、渤海湾盆地深层等地区。随着“十三五”向地球深部进军的号召，我国深井—超深井钻井技术和数量均实现跨越式发展。6000 m以上超深井数量年均增长超过15%，8000 m特深井数量年均成倍增长。据统计，中国石油塔里木油田超6000 m深井数量已达1700余口，超8000 m深井已成功钻探超100口；中国石化在塔里木盆地钻探垂直深度超8000 m的深井57口^[9]。

伴随深层—超深层领域的油气开发，可利用、可

开发的深部地下空间涌现，如图1所示^[10]。可利用的深部地下空间包括：(1)枯竭油气藏，当油气藏中的油气抽取后，油藏中原有的压力会下降，直至无法进行普通的商业开采，形成一个含有少量油气滞留物的地下空间；(2)采空区或废弃矿区，主要指在矿业开采中形成的地下空间，矿业采空区的地表会存在一定的塌陷或沉降；(3)盐穴，是指地下岩盐层中由于溶解、流动或挤压变形而形成的空腔，通常置于地表下数百米至数千米的位置；(4)天然岩穴或岩缝，通常由地壳运动和构造运动导致岩层的抬升、挤压或折叠，从而形成岩石中的裂隙、断层或折叠带。

枯竭油气藏、采空区和废弃矿区都是由人类活动形成的深地空间，随着深层资源的开采和开发这些类型的深地空间容纳量会逐步攀升，推动深部地下空间利用工业化发展是保障国家能源储备、能源安全、战略物资安全的有力手段。

深部地下空间的利用与开发可以围绕资源开发、能源储存和土地空间利用3个方面开展，如图2所示。在油气输运方面，我国油气全国一张网格局初显，油气依靠长输管网实现安全高效地运输。而在油气储存方面，根据2023年6月中华人民共和国自然资源部的发布数据，截止2022年，我国已探明石油总储量达380 629.3万t，天然气总储量为749 554.12亿m³(包含页岩气5605.59亿m³和煤层气3659.69亿m³)，位居世界前列。随着油气生产技术的不断优化和油气需求的不断增加，我国油气生产储存设备逐渐趋向大型化、系统化、复杂化和智能化，战略石油天然气储备能力是综合国力的重要指标，兼具能源安全与公共安全双

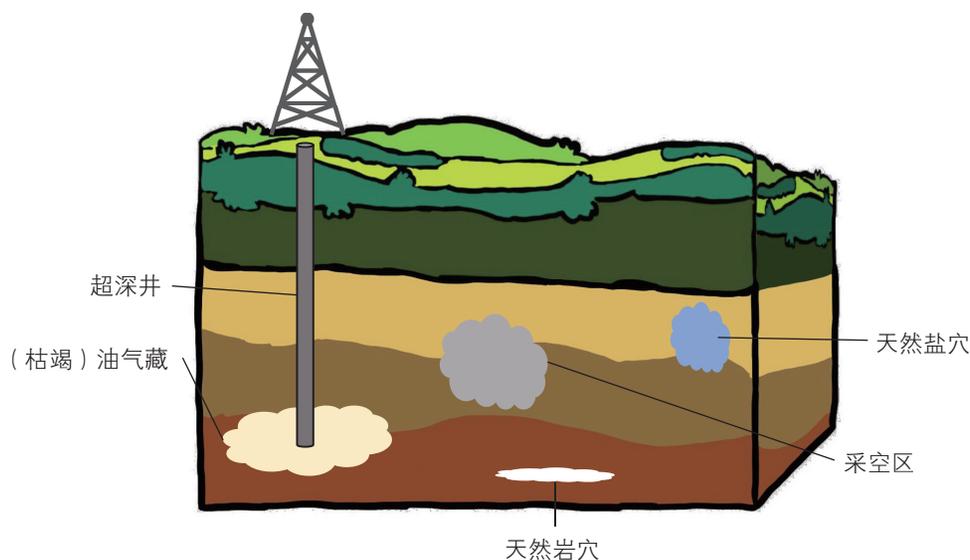


图1 可利用的深地空间

Fig. 1 Available deep earth space

重属性^[11]。油气储备库建设是中国能源发展过程中应对安全运行、高效利用、节能减排等多重挑战的有效手段和必然选择。但受限于油气藏的地理位置、油气储备库建设条件、油气运输方式等差异，油气储备库的安全运行在理论和技术方面仍存在诸多挑战，大型储罐区面临地理位置特殊，伴有“三高一恶”（高温、高湿、高盐、恶劣天气）特点；事故致因因素多、关联性强、事故后果严重，事故防控面临“四预”（预测、预判、预警、预控）难题。我国油气尚以地面储存为主，地面储库安全受自然灾害、战争等外部因素制约，储库储存介质单一，无法满足能源行业绿色转型要求。因此，优化我国能源储存结构，资源化利用深部地下空间，兼备油气能源和战略稀缺物质储备能力，保障能源平稳供给和战略物资安全迫在眉睫。

本文围绕深部空间储能技术发展现状，系统性分析了我国深地储能面临技术瓶颈与安全隐患，从深地储能选址与产能端/用能端储能放能需求出发，构建深地空间储能利用双碳循环架构，实现深地空间绿色储能应用。同时从深地储能安全保障技术出发，结合深地探测、深地监测、工业物联网、大数据、数字孪生

等深地空间利用先进技术，提出深部地下空间储能自设计期、施工期、运行期及废弃期的全生命周期安全与应急保障技术框架，为完善我国深部空间储能安全与应急保障技术体系提供参考。

1 深地空间储能技术及风险

1.1 深地储气技术

1.1.1 深地储气技术现状

天然气储存技术较为成熟，地面储存包括地面气罐储气、高压管束储气、管道储气及液化天然气储气等，主要以液化天然气存储为主^[12]。国内外围绕液化天然气存储发布了多项法律法规与标准保障液化天然气储运的安全和规范，包括GB/T 20368-2021《液化天然气(LNG)生产、储存和装运》^[13]、GB38753-2020《液化天然气》^[14]、NFPA58《液化石油气规范》等。而基于深地空间储气技术的地下储气库在天然气削峰填谷、安全运行、应急调节和大规模储备等方面具有其他储能技术无法比拟的优势^[15]。

地下储气库是将过量采出的天然气通过注采气井



图 2 深地空间的利用与开发

Fig. 2 The utilization and development of deep space

注入一个封闭并具有大量孔隙的地下空间中,在需要时能供给出天然气。地下储气库根据构造地形进行分类,可以分为:枯竭油气藏、含水层、盐穴等,不同类型的地下储气库优劣对比^[16]如表3所示。

全球地下储气库建成总量超过700座,总储气能力可达 $4100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[17],其中气藏型储气库占比最高,其工作气量约占总储气量的75%。含水层储气库和盐穴型储气库次之,油藏型储气库占比最低,仅占5%。尽管气藏型储气库储气量大,其日采气量占比仅达59%,相较而言盐穴型储气库吞吐量大,注采灵活,日采气量占比高达23%。截至2023年底,中国累计建成储气库38座,工作气量达 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$,储气库工作气量约占天然气消费量(2022年)的5%,距离保供调峰所需的15%仍具有较大差距^[18-19]。

目前中国在枯竭油气藏型储气库和盐穴型储气库的技术和应用方面基本成熟,创新成果整体达到世界领先水平。2021年10月,冀东油田南堡储气库增注项目顺利投产,标志着我国地下储气库建设完成了从陆地到海洋、从油气藏型到油藏型的成功转型。

1.1.2 深地储气技术面临的风险

地下储气库与常规油气田的建设运营存在很大差异,大产量是储气注采井的特点,注采井载荷呈现周期性变化,地层压力较高,每一次的注采循环都可以恢复甚至超过原始的地层压力,因此每一口储气注采井都可以成为高压井,存在很大的风险隐患^[20]。对于盐穴储气库这样吞吐量较大的储库,反复注采对地下设施带来的疲劳、磨损和腐蚀也不容小觑。而针对含水层储气库,气水界面对井筒和地下设备的腐蚀,以及溶于水的酸性气体对地下设备的腐蚀威胁井筒完整性。

在地下储气库发展的几十年间,由于地层压力变化、反复注采等原因,天然气泄漏趋势一直存在,包括井筒失效泄漏和盖层断裂泄漏。最严重的表现是大规模的地面井喷,例如2015年,美国加利福尼亚州Aliso Canyon UGS设施发生的井喷事故^[21]。无论是井筒泄漏还是裂缝泄漏,只要泄漏速率足够高,都

可能造成不可接受的气体损失和潜在的灾难性自然破坏。

为保障地下储气库的安全运行,现场构建了对井口压力(油管 and 套管)、温度、地面泄漏检测和监测、测井和井眼检查等关键测点的监、检测系统^[22]。针对枯竭油气藏储气库压力监测的常见手段是对井口压力进行监测,然后利用气体热力学模型计算相应的井底(油藏)压力。然而单一的监测井口压力,井筒中气柱的温度变化未知,带来井筒流体密度的不确定性,此时计算到的井底(油藏)压力失真,可能导致人员对天然气库存的错误估计,进而掩盖地下储气库的泄漏。

各种测井工具可用于评估和表征水泥胶结质量、套管壁厚度和机械完整性(即保压能力)等特性,美国加利福尼亚地下储气项目通过每年进行噪声测试和温度测井来监测和识别储气库是否存在泄漏。同样,套管压力测试必须每隔24个月进行一次,或者按照特定的频率进行。记录日志的时间间隔为一年,压力测试的时间间隔为两年,如此长周期的检测导致小型的天然气泄漏(如裂缝泄漏)无法及时被检测到。然而盲目增加测井频率无法解决上述问题,因为测井本身就具有天然气泄漏风险,不仅如此,测井经济成本和时间成本较高,测井人员也面临着一定风险。因而部分学者和机构尝试结合测井和机械完整性测试的结果,评估导致井筒失效风险因素的危险性^[23]。然而可供评估的检测数据量和数据完整性将影响到最终的评估结果。

我国储气库信息化、自动化程度较高,已经基本实现了自动化远程监测、控制和管理,但储气库数字化建设仍存在核心网络、核心数据不健全、不完善,数据使用率不均衡,安全监测基础数据库尚未统一,现有的系统不能满足智能化、智慧化储气库的发展要求^[24]。构建地下储气库综合应用一体化平台,集成实时模拟计算、在线风险预警、智能化调峰等模块,与决策支持和数字化运营同步衔接,实现地下储气库从数字化到智能化转型是深地储气技术的发展趋势。

表3 不同类型地下储气库优劣

Table 3 Advantages and disadvantages of different types of underground gas storage facilities

储气库类型	优点	缺点
枯竭油藏	储气量大,可再利用原有地面设施,分布较广	建造周期长、建造成本高,储气前需要进行试注
枯竭气藏	储气量大,具有高密封性,建库周期短,建库成本低,注入气利用率高	对注入气要求高,最好是经过处理的干气
含水层	构造完整	选址难度大,投资运行费用高
盐穴	吞吐量大,调峰能力强,可灵活存储	储量较小,存在溶蚀和冲蚀

1.2 深地储氢技术及风险

1.2.1 氢气储存技术现状

氢能零污染、零碳、无次生污染，是公认的清洁能源，被誉为 21 世纪最具发展前景的二次能源。对构建清洁低碳安全高效的能源体系、实现碳达峰碳中和目标具有重要意义。2022 年国家发展改革委和国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划(2021—2035 年)》，明确了氢能作为未来国家能源体系的主体地位和战略性新兴产业的重点研究方向，如图 3 所示。以可再生氢为抓手推进氢能供给消费和新型能源系统绿色发展，实现能源行业低碳转型，成为重要技术路线和解决方案。

高效利用氢气的关键在于氢气的储运，同时它也是影响氢能向大规模方向发展的重要因素。氢气储存的主要途径为氢气经由压缩或液化的纯氢储存、地下储存氢、储氢合金(金属氢化物)储存，以及混入天然气等燃料气后管网输运或储存。不同储氢方式的优劣如表 4 所示。

威胁气态储氢设备安全的风险因素包括^[25-26]：(1) 内胆腐蚀及疲劳。氢脆等氢腐蚀及反复充装威胁储氢容器的安全性能；(2) 液氢的保温层破坏。液氢保温层

失效会导致储存容器内部的液化氢快速气化，甚至引发爆炸等事故；(3) 高压氢环境。临氢零部件、管路和储罐长期暴露在高压氢气环境中，造成储氢容器局部塑性下降。而储氢设备失效将会引发氢气射流，氢气射流存在亚音速、临界状态和欠膨胀射流，泄漏发生后点火可能导致喷射火灾或爆炸。氢气泄漏除射流危害外，由于氢气自身特殊性质，氢火焰也存在移动速度快、蔓延速度快、检测困难等问题，同时氢气与空气混合形成可燃气体时将会引起爆炸，近年氢气泄漏引发的事故多与爆炸关联，如表 5 所示。

由于液氢的复杂特性，针对液氢泄漏的机理尚不明确，高压液氢泄漏扩散过程数值模拟的可靠性还有待实验或事故数据的进一步验证，然而高压液氢泄漏实验尺度受到安全性和经济性等多方面的限制，与实际事故情景还有较大的差距，数据的有效性还有待证实，仅有英国健康安全实验室开展了液氢的大规模泄漏试验。在固态储氢方面，由于技术的不成熟，尚未形成商业化示范应用^[27]。2023 年 6 月，国家稀土功能材料创新中心研发的全国首台套固态储氢系统示范装置亮相。稀土储氢材料通过化学反应可以把氢气变成金属氢化物固体储存起来，储氢体积密度可达到液态氢密度，具有低压、无泄漏、安全等特性。然而固态



图 3 我国氢能产业发展前景

Fig. 3 The development prospects of China's hydrogen energy industry

表 4 不同储氢方式的优劣

Table 4 Advantages and disadvantages of different hydrogen storage methods

储氢方式	优点	缺点
气态储氢	技术成熟，成本低	密度低，体积比容量小，安全隐患较高
液态储氢	密度高，体积比容量大，储运简单	制冷能耗大，成本高，易挥发
固态储氢	体积比容量大，可提纯氢气	储氢材料质量重，储—放氢存在约束，成本高

表5 近年来氢气泄漏事故汇总

Table 5 Summary of hydrogen leakage accidents in recent years

时间	地点	事故类型	事故原因	事故后果
2019年	韩国	爆炸	氢气罐安全装置未被激活	2人死亡, 6人受伤
2019年	美国	火灾、爆炸	装载氢的槽罐车泄漏	数辆氢气槽车着火
2019年	挪威	爆炸	加氢站泄漏	2人受伤
2020年	美国	爆炸	-	60幢房屋受损
2020年	中国	火灾	氢气充装车辆的软管断裂	直接经济损失达到2万元
2021年	中国	火灾、爆炸	氢气充装车辆的软管断裂	-

储氢存在经济成本高、储氢效率低、放氢困难等制约,无法满足目前我国的储氢需求。

针对制氢端与用氢端存在时空错配难题,缓解氢腐蚀带来的储氢设备失效,构建深地空间储氢技术体系是保障氢能大规模、安全、稳定供应的关键。

1.2.2 深地储氢技术现状

深地储氢技术研究可以追溯到20世纪70年代,英国、德国、美国、阿根廷等国家陆续开展了盐穴、枯竭油气藏、含水层储氢的全尺寸实验以及工业示范^[28-29]。与其他储氢技术相比,深地储氢技术存在储氢规模大、成本低、周期长、安全性高等优势。利用深地储氢技术,仅需较低的开发成本即可实现氢气的大规模安全储存。根据地质构造的不同,地下储氢库通常包括盐穴、枯竭油气藏、含水层和衬砌的硬岩洞4种类型。

(1) 盐穴储氢

盐穴存在孔隙度低、盖层渗透率低、力学性质稳定、延展性好等优势,氢气在盐岩中几乎不发生反应,同时盐穴内的高盐环境能够有效抑制地下微生物活动并防止氢污染,形成更稳定安全的储氢环境。盐穴储氢是目前最成熟的深地储氢技术^[30]。盐穴的储氢量通常较小,但可在一定周期内进行多轮注入、采出,具有较高的注采率,注采周期短。美国德克萨斯州于1986年开展Clemena Dome盐穴储氢项目,储氢量可达2400 t,后续又开展了Mass Bluss、Spindletop等盐穴储氢项目,最高储氢量可达8230 t。英国Sabic Petroleum公司开展Teesside盐穴储氢项目,储氢量达810 t。2021年荷兰分别开展HyCAVmobil和HyStock项目,演示储氢盐穴的商业设施。2023年法国开展HyPSTER盐穴储氢项目,2024年葡萄牙开展葡萄牙盐穴工厂,尝试氢气、天然气混合气的盐穴存储。

我国的盐穴储氢研究起步较晚,但地质条件得天独厚。江苏金坛拥有大规模的盐层和盐穴资源,从地质存储性、稳定性、岩洞致密性等多角度评估证明了

金坛盐穴储氢的可行性。

(2) 枯竭油气藏储氢

枯竭的天然气储层占世界天然气总储存量的76%^[31],枯竭油气藏相较于盐穴,其储存体积更大、地理分布更广。我国绿氢来源与氢气需求的空间分布不匹配。在绿氢生产侧,大型风光电基地集中在西北和华北地区的内蒙古、甘肃、青海、新疆、陕西等省份,海上风电基地主要分布在东南沿海地区。枯竭油气藏储氢可以避免产氢—储氢过程中过长的运输,实现就地高效储氢。然而,枯竭油气藏存在残余油气、水及微生物等复杂储氢环境,导致储氢过程的生化反应更加复杂。同时由于气田的多孔性,枯竭油气藏无法提供短期、灵活的氢气注采。利用枯竭油气藏进行储氢仍在探索阶段,阿根廷和奥地利分别开展了Diadema项目和Underground Sun Storage项目,尝试使用枯竭油气藏储存天然气、氢气混合气,含氢量可达10%。

(3) 含水层储氢

含水层指多孔且可渗透的充满淡水或盐水的地下岩层,在沉积盆地中分布广泛^[32]。含水层的地质与枯竭油气藏相似,为多孔沉积岩结构,内部含水,可通过高压注氢的方式储氢。含水层与枯竭油气藏不同,枯竭油气藏的储气层是天然的高气密性空间,而含水层并非四面致密,在储氢前需进行广泛的地质调查以确定是否存在气体逸出的隐患。同时需要更多缓冲气体保障氢能储存的安全,通常作为深地储氢的备选方案。目前,含水层储存纯氢尚未经过测试,德国、法国和捷克已成功开展含水层储存煤气的案例。

(4) 衬砌的硬岩洞储氢

2004年韩国展示了坚硬岩洞储气示范,证明了衬砌的硬岩洞储能的可行性。2022年瑞典开展HYBRIT示范项目,将氢气储存在硬岩洞穴中,预计可存储含能量60 GW·h的氢气。

1.2.3 深地储氢技术面临的风险

枯竭油气藏以优越的密封能力、庞大的储存量、广泛地分布和残余缓冲气的存在被证明其储氢的巨大潜力。油气藏开发的全生命周期保有大量已知的地质资料和数据，同时已有的地面油气生产设施可以在储氢库建设和运行过程中得到再利用^[33]。然而枯竭油气藏储氢在经济高效的同时不可避免的存在新的风险，如图4所示。

枯竭油气藏中残余的油气和地质中矿物、微生物、地层水与氢气产生化学反应和生物反应，会导致矿物的溶解和沉淀，改变储层的孔隙度和渗透率，从而降低氢气的注采率和储量。反应以消耗氢气为代价，同时生成CO₂、H₂S和CH₄等杂质，储气纯度下降。酸性气体的出现将会对储库内的水泥、钢等材料开展新一轮的腐蚀。水文地质和地层压力的变化也将直接威胁深地储氢库的安全运行，储库的机械应变将导致储库沉降或密封失效。深地储氢库内的水、气多相流也会导致氢气的耗损。

目前深度储氢技术可借鉴的现场经验较少，尤其是在枯竭油气藏中，缺乏枯竭油气藏储氢的实验数据是影响其安全运行的阻碍。因此，急需借鉴现行深地储气库的储存经验，从储存介质理化性质的差异出发，开展深地储氢库与深地储气库的风险辨识与评价，区分不同储库的异同是寻找深地储氢库潜在威胁的关键^[34]。

1.3 深地碳封存技术

1.3.1 CCUS-EOR 技术现状

2020年中国明确提出2030年“碳达峰”与2060年“碳中和”的“双碳”目标，石油行业肩负节能减碳规划远景，紧跟“双碳”浪潮，从供需两端出发，开展绿色转型，推动能源绿色革命^[35]。在提高化石能源的高效利用、清洁能源工业化应用的同时，减少碳排放、开展碳捕集、碳封存技术，实现降低大气碳含量的目标。据国际能源机构IEA(International Energy Agency)预测，CCUS-EOR(Carbon Capture, Utilization and Storage-Enhanced Oil Recovery)技术是实现2070年全球碳的净零排放的关键，该技术预计占据累计减排量的15%^[36]。

随着我国富含CO₂的油气储量发现^[37-38]，开展碳捕获、利用及封存技术成为国内石油行业实现双碳目标的有效工具。CCUS-EOR技术是指工业排放的CO₂捕集分离后，输送至深地空间进行封存，包括海底深部咸水层封存、枯竭油气藏封存以及深部油藏驱油与封存^[39-40]。深部油藏驱油与封存不仅可以实现CO₂的封存，能更实现CO₂的二次利用，被注入油井中的CO₂气体可以驱动石油天然气开采，提高石油天然气采收率。石油行业CCUS-EOR技术是将大气、工厂废气或油气藏自身富集的CO₂捕集，并以超临界状态注

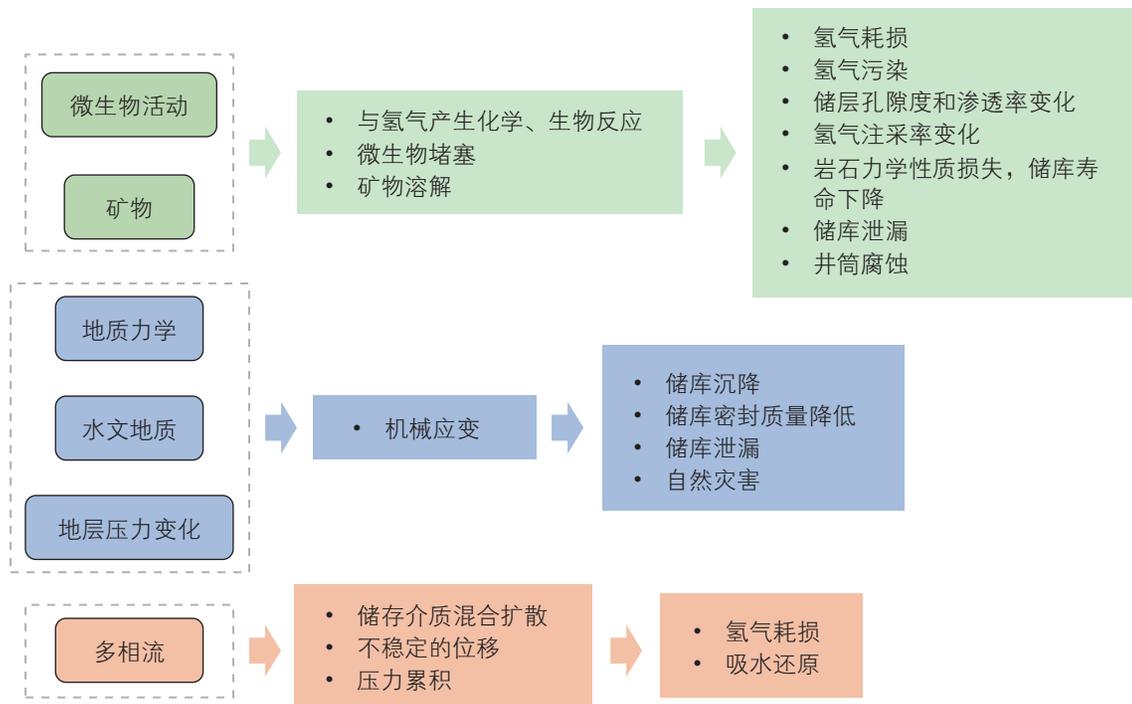


图4 枯竭油气藏储氢面临的风险

Fig. 4 The risks faced by hydrogen storage in depleted oil and gas reservoirs

入油层以保持地层压力,超临界状态的CO₂与原油混合,在达到气液平衡时CO₂原油混相形成CO₂膨胀液体(CO₂-Expanded Liquids, CXLs)^[41]。CXLs较于原油,其体积膨胀,密度和黏性均降低,增加了其在岩石孔隙中的流动性,同时CXLs不断萃取原油中较重碳氢化合物,驱替油层中的原油,实现原油采收率的提高。与传统的水驱相比,CO₂驱在萃取能力、流动性上都有更好地提升,并能携带水驱后油层中的残油流动,实现石油开采率和残油收集率的大幅提高^[42-43]。

深地碳封存与储气、储氢库不同,CO₂注入深地空间后将不存在采出环节,长期封存CO₂是深地碳封存的主要目标。因此,保障深地碳封存的安全运行应从密闭性和封存时效角度出发。CO₂在深地空间的储存状态包括自由态、溶解态和矿物状态,CO₂在同一油气藏中的地质封存会受到构造封存、残余封存、溶解封存及矿化封存多种封存机制的共同作用^[44]。

(1) 构造封存

构造封存是指利用具有良好封闭性的盖层遮挡来阻止深地空间内的CO₂持续向上运移,进而实现CO₂长期封存的目的。盖层封闭性的好坏直接影响CO₂在地质体中的封存量与封存时效。

(2) 残余封存

残余封存是指地层中的CO₂在毛管力的作用下以气泡等分散相的形式被束缚在多孔介质中,又称毛细封存。在较长的时间尺度上,CO₂受毛管力作用,在地下多孔介质空间内具有较好的水力学稳定性,即以小气泡的形式稳定滞留在储层基质中。残余封存是实现CO₂长期封存的主要机制,同时也是最安全的CO₂长期封存形式。

(3) 溶解封存

溶解封存是指CO₂溶解在地下水、地下油中,以溶解状态的封存。在CCUS的CO₂驱油过程中,尽管大量的CO₂注入油藏,但随着油气开采,这部分CO₂会随着油气采出,CO₂主要封存于不与地面接触的地下水体以及滞留于死孔隙的束缚水与残余油中,封存率较低。在枯竭油气藏和咸水层中进行CO₂溶解封存效果更佳。

(4) 矿化封存

当CO₂在地下流体中的溶解量不断增加,酸性地层水与富含镁、钙的岩石发生化学反应,生成固相物质的封存方法叫做矿化封存。由于矿化封存生成的固相物质相较于气态、液态更难发生运移和反应,因此矿化封存是目前最持久、最安全的封存方式。

目前国内外均开展了CO₂地质封存工程^[45],包括

挪威北海的Sleipner项目^[46-47]、澳大利亚的CO₂CRC示范项目^[48]、德国的Ketzin项目^[49],以及我国神华CCS示范项目^[50]等。为保障深地空间碳封存技术的安全运行,国内外也相继出台了关于CCUS与CCS的标准和规范,欧盟发布的《欧洲议会和理事会关于CO₂地质封存的指令》与美国发布的《地下注入控制计划(underground injection control, UIC)》均对CO₂深地封存的选址、空间使用进行了部分规定。澳大利亚则围绕海上CCUS颁布了《碳捕集与封存监管指导原则》与《海上石油与温室气体封存修正案》。2021年美国发布《封存二氧化碳和降低排放量(SCALE)法案》,规定美国地下CO₂封存需要许可证才可以进行,进一步完善深地碳封存相关技术的规范。

目前我国适宜CO₂驱油的低渗透油田储量约67.3亿t,新增可开采储量11.1亿t,在驱油阶段可埋存二氧化碳29.5亿t以上,浅层、深层和超深层咸水层埋存潜力达5000~7000亿t^[51]。依托我国能源资源禀赋优势,积极推动CCUS-EOR产业链发展,我国CCUS-EOR技术发展共经过如图5的3个阶段^[52],经过早期技术攻关和先导实验,我国CCUS-EOR已经进入规模化工业示范应用阶段。长庆油田组织编写了《长庆油田千万吨级CCUS中长期发展规划》,总体规划部署年注气千万吨级规模的CCUS工程,“十四五”期间,分别在陕、甘、宁三省区建设3个百万吨级CCUS工业化示范工程。中国石油设立公司首个CCUS全产业链重大科技专项《二氧化碳规模化捕集、驱油与埋存全产业链关键技术研究及示范》,产业链关键难题基本破解,理论技术标准体系基本建成。

与国际先进水平相比,中国深地碳封存技术发展迅速,但总体规模较小,投产运营时间短、经验不足,相关法律法规体系并不完善。现行深地空间利用规范往往围绕城市地下空间利用,包括《深圳市地下空间



图5 我国CCUS—EOR技术发展历程

Fig. 5 The development History of CCUS-EOR technology in China

开发利用管理办法》、《深圳市地下空间资源利用规划(2020—2035年)》、《成都市地下空间开发利用管理条例》等。深地碳封存的理论深度至少在地下800 m以下^[53]，我国城市地下空间的开发利用一般不超过50 m深度，远低于深地碳封存的要求。因此，构建深地空间碳封存相关法律法规体系，完善深地空间CCUS-EOR安全保障技术框架，是实现“双碳”目标、完成能源行业绿色转型的重要保障。

1.3.2 深地碳封存技术面临的风险

对于残余封存和矿化封存而言，其安全性较高，应主要考虑封存效率问题。而针对构造封存，由于地层压力变化，盖层的封闭性受到影响，地层水溶解CO₂后PH值降低，腐蚀井筒、断层以及盖层，密封性失效引发CO₂泄漏。泄漏的CO₂将会对井筒和水泥环产生腐蚀，同时导致土壤酸化、地下水污染和温室效应加剧等灾难^[54]。

1.4 压缩空气蓄能技术与深地空间储能利用双碳循环架构

压缩空气储能是利用压缩机将电能以高压空气形式储集的储能技术，在电网负荷处于低谷时，通过压缩机将高压空气储存在储气库中，并利用储热介质回收压缩热。在电网高负荷期间，则将高压空气释放膨胀，推动透平机发电^[55-56]。深地空间储存压缩空气蓄能造价成本较低，在以新能源为主体的新型电力系统中起到维稳作用。相较于其他储能技术，其具有以下优势：(1)利用盐穴、枯竭油气藏、含水层等深地空间

可实现低成本储能；(2)储能效率较高，系统运行效率高达60%~70%；(3)环境友好，无污染，零碳排放；(4)系统寿命长，系统寿命为30~50年，并且不需要新增大规模投资。

利用枯竭油气藏和含水层进行压缩空气储能仍处于理论探索阶段，而盐穴压缩空气储能已实现了成熟应用。我国盐穴资源丰富，盐穴存在高封闭性、高稳定性和易塑形等优势，我国肥城350 MW盐穴压缩空气储能电站即将建成，江苏金坛60 MW盐穴压缩空气储能国家示范项目已经实现商业运行。

利用枯竭油气藏、盐穴、含水层等可利用的深地空间，在整合地质信息数据、产能端/用能端储能放能需求的基础上，实现深地空间绿色储能应用，提出了“深地空间储能利用双碳循环架构”(图6)。

2 安全保障关键技术框架

2.1 技术架构

针对深部地下空间储能安全保障的迫切需求，结合深地探测、深地监测、工业物联网、大数据、数字孪生等深地空间利用先进技术，研究“地质—井筒—地面”三位一体深地储库风险评价、空天地联合监测与早期预警与数字孪生一体化仿真及辅助生产决策等关键技术，提出深部地下空间储能自设计期、施工期、运行期及废弃期的全生命周期安全与应急保障技术框架(图7)。利用监测+数据+模型为深部地下空间利用提供安全保障。

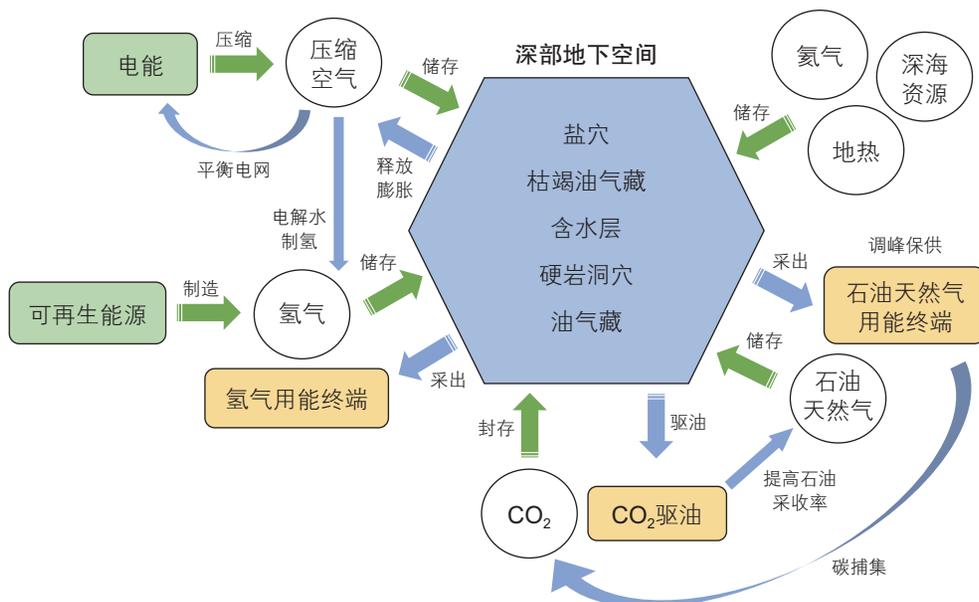


图6 深地空间储能利用双碳循环架构

Fig. 6 Dual carbon cycle architecture for deep space energy storage and utilization

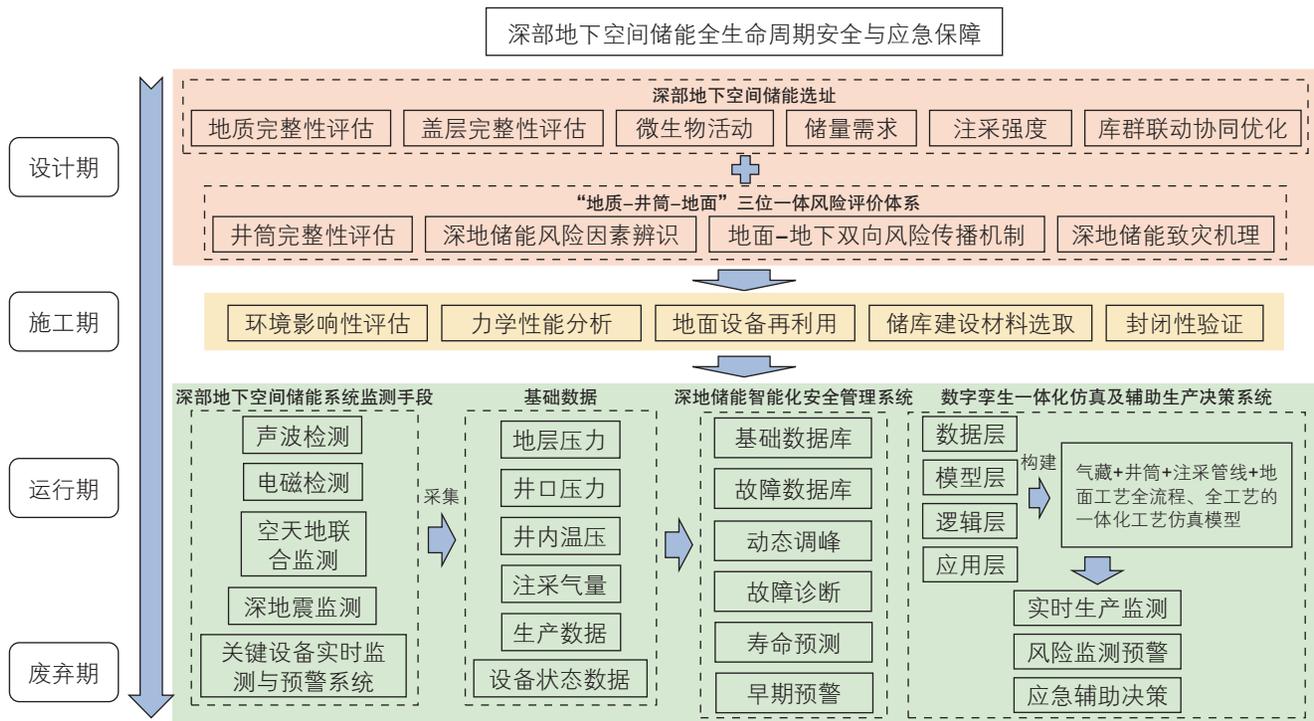


图7 深部地下空间储能全生命周期安全与应急保障技术框架

Fig. 7 Technical framework for full life cycle safety and emergency support of energy storage in deep underground spaces

2.2 关键技术

2.2.1 “地质—井筒—地面”三位一体深地储库风险评价技术

在深地储能库设计期间,开展地质和盖层完整性、微生物活动追踪、注采强度和储量需求评估,同时考虑库群联通协同优化,确定深地储能库选址,收集储库相关数据。系统性辨识深地储能库运行风险因素,挖掘风险因素关联关系,揭示深地储能地面—地下双向风险传播机制,建立“地质—井筒—地面”三位一体的储能库风险评价体系,实现对储能库的异常情况的超前预警。

2.2.2 空天地联合监测与早期预警技术

空天地联合监测指集成航天系统、航空系统和地面系统,通过工业大数据、云计算、5G通信等形成动态空天地一体化网络,实现数据交互与整合,服务于深地结构、深地资源探测等的技术。利用空天地联合监测网络,可以帮助深地储能库选址优化,多储能库联动协同保供调峰,实现深地储能库运行的实时监测,为后续深地储能数据库的完善和统一奠定基础。

2.2.3 深地储能数字孪生辅助决策技术

数字孪生平台的开发是一个多领域、多学科和多家利益相关者参与的系统工程。它在传统数据可视化

的展示功能基础上,增加了业务运营价值,如可视管理、模拟演练等,涉及计算机图形学、地理信息系统、物联网、数字孪生体、人工智能、数据库、程序设计等知识的交叉融合。深地储能数字孪生辅助决策技术以实时监测数据和历史数据等多源数据为基础,以深地储能库“气藏+井筒+注采管线+地面工艺”全流程、全工艺运行现状构建高精度的数字孪生模型,模拟不同事故场景,预测深地储能事故演化路径,辅助风险预判与应急决策(图8)。2015年后,世界各国开展了数字孪生技术的应用,与国外研究相比,我国在事故防控数字孪生技术方面仍存在模型精度低,孪生系统激活物理实体安全屏障的协同作业能力不足,以及智能决策推荐关联度低等问题,急需开展符合我国深地储能库安全需求的数字孪生技术。

3 发展趋势和建议

针对全球能源需求增长与环境保护的双重挑战,寻求经济、高效、资源化、环境友好的能源储存手段迫在眉睫。响应我国“强化深地探测、深海极地探测、深空对地观测”的号召,资源化利用深部地下空间,开展兼备油气能源和战略稀缺物质储备的深地储能技术至关重要。

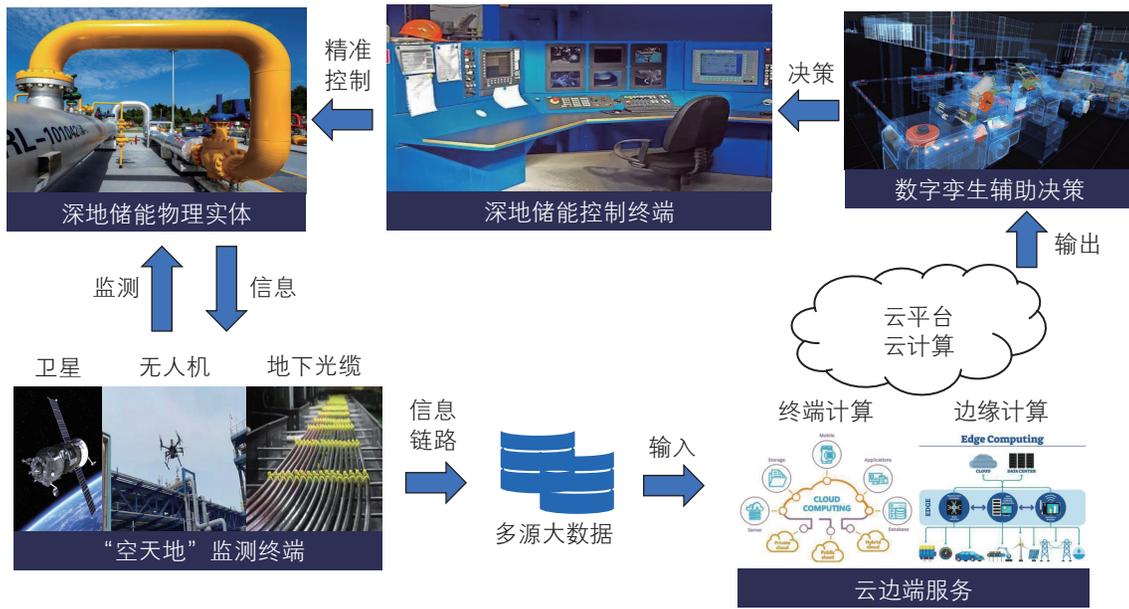


图 8 深部地下空间储能数字孪生辅助决策技术框架

Fig. 8 Technical framework for digital twin assisted decision-making of energy storage in deep underground spaces

深地储气、深地储氢、深地碳封存与深地压缩空气蓄能等深地储能关键技术面临着地质条件复杂、风险感知与防控难等挑战。为此，迫切需要在地质勘查、监测技术及风险控制策略等方面取得新的突破。

根据上述技术需求分析，提出我国 2024—2050 年期间在深部地下空间安全与应急保障技术发展建议，包括：1) 2024—2030 年，深部地下空间储能安全研究总体规划设计，加大科研投入，建立深部地下空间储能安全保障与关键技术研发机构，鼓励高校、企业培养深部地下空间储能领域复合型人才；2) 2030—2040 年，着眼深地储能库“地质—井筒—地面”三位一体

安全检、监测技术和区域应急方案智能决策，重点开展深部地下空间储能空天地联合监测装备技术研究，研发深地储能全生命周期安全管理平台技术和“产能—储能—用能”相结合的选址优化技术，制订和完善深地空间利用安全标准体系。积极开展深地空间储能安全与应急保障技术框架研究，实现数据层、应用层、逻辑层、模型层多重安全屏障壁垒；完善深地储能数据库建设；3) 2040—2050 年，开展基于数字孪生等智能化的深地空间储能安全早期预警、动态评价与智能决策技术，提高应用水平，助力我国深部地下空间储能安全技术智能化发展。

参考文献

[1] 张茹, 吕游, 张泽天, 等. 深地工程多维信息感知与智能建造的发展与展望[J]. 煤炭学报, 2024, 49(03): 1259-1290. [ZHANG R, LV Y, ZHANG Z T, et al. Development and prospect of multidimensional information perception and intelligent construction in deep earth engineering. Journal of China Coal Society[J], 2024, 49(03): 1259-1290.]

[2] 谢和平, 张茹, 张泽天, 等. 深地科学与深地工程技术探索与思考[J]. 煤炭学报, 2023, 48(11): 3959-3978. [XIE H P, ZHANG R, ZHANG Z T, et al. Reflections and explorations on deep earth science and deep earth engineering technology. Journal of China Coal Society[J], 2023, 48(11): 3959-3978.]

[3] 王少锋, 吴毓萌, 周子龙. “三深”复杂环境下岩石钻进与机械化开挖技术发展及展望[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2023, 54(03): 819-836. [WANG S F, WU Y M, ZHOU Z M. Development and prospect of drilling and mechanized excavation of rock under complex deep underground/sea/space conditions. Journal of Central South University(Science and Technology)[J], 2023, 54(03): 819-836.]

[4] 张运东, 方辉, 刘帅奇, 等. 深地油气勘探开发技术发展现状与趋势[J]. 世界石油工业, 2023, 30(06): 12-20. [ZHANG Y D, FANG H, LIU S Q, et al. Process and development direction of deep oil and gas exploration and development. World Petroleum Industry[J], 2023, 30(06): 12-20.]

[5] 中华人民共和国国土资源部. 石油天然气储量计算规范: DZ/T 0217—2005[S]. 北京: 中国标准出版社, 2005. [Ministry of Land and Resources of the People’s Republic of China. Regulation of petroleum reserves estimation: DZ/T 0217—2005[S]. Beijing:

- Standards Press of China, 2005.]
- [6] 中华人民共和国国家能源局. 油藏分类: SY/T 6169—2021[S]. 北京: 石油工业出版社, 2021. [National Energy Administration. Classification of oil reservoir: SY/T 6169—2021[S]. Beijing: Petroleum industry press, 2021.]
- [7] 刘岩生, 张佳伟, 黄洪春. 中国深层—超深层钻完井关键技术及发展方向[J]. 石油学报, 2024, 45(01): 312–324. [LIU Y S, ZHANG J W, HUANG H C. Key technologies and development direction for deep and ultra-deep drilling and completion in China. Acta Petroleii Sinica[J], 2024, 45(01): 312–324.]
- [8] 赵金海, 张洪宁, 王恒, 等. 中国石化超深层钻完井关键技术挑战及展望[J]. 钻采工艺, 2024, 47(02): 28–34. [ZHAO J H, ZHANG H N, WANG H, et al. Key technical challenges and prospects of drilling and completion in ultra-deep reservoirs, Sinopec. Drilling & Production Technology[J], 2024, 47(02): 28–34.]
- [9] JAHANBAKHSI A, LOUIS POTAPOV-CRIGHTON A, MOSALLANEZHAD A, et al. Underground hydrogen storage: A UK perspective [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 189: 114001.
- [10] 杨春和, 王同涛. 深地储能研究进展[J]. 岩石力学与工程学报, 2022, 41(09): 1729–1759. [YANG C H, WANG T T. Advance in deep underground energy storage. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering[J], Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering]
- [11] 杨春和, 王同涛. 我国深地储能机遇、挑战与发展建议[J]. 科学通报, 2023, 68(36): 4887–4894. [YANG C H, WANG T T. Opportunities, challenges, and development suggestions for deep underground energy storage in China. Chinese Science Bulletin[J], 2023, 68(36): 4887–4894.]
- [12] 阳小平. 中国地下储气库建设需求与关键技术发展方向[J]. 油气储运, 2023, 42(10): 1100–1106. [YANG X P. Construction demand and key technology development direction of underground gas storage in China. Oil & Gas Storage and Transportation[J], 2023, 42(10): 1100–1106.]
- [13] 全国天然气标准化技术委员会. 液化天然气(LNG)生产、储存和装运: GB/T 20368—2021[S]. . 北京: 中国标准出版社, 2021. [Natural Gas. Production storage and handling of Liquefied Natural Gas(LNG): GB/T 20368—2021[S]. Beijing: China Standard Press, 2021.]
- [14] 全国石油天然气标准化技术委员会. 液化天然气: GB/T 38753—2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020. [Petroleum. Liquefied natural gas: GB/T 38753—2020. Liquefied natural gas(LNG) [S]. Beijing: China Standard Press, 2020]
- [15] 王居伟. 中外地下储气库储气产品对比分析与借鉴[J]. 国际石油经济, 2023, 31(12): 31–39. [WANG J W. Comparative analysis and reference of underground gas storage service products at home and abroad. International Petroleum Economics[J], 2023, 31(12): 31–39.]
- [16] PATANWAR Y K, KIM H-M, DEB D, et al. Underground storage of hydrogen in lined rock caverns: An overview of key components and hydrogen embrittlement challenges [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 50: 116–33.
- [17] 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 G S, WANG Y, WANYAN Q Q, et al. Construction difficulties and research directions of various complex UGSSs. Natural Gas Industry[J], 2023, 43(10): 14–23.]
- [18] 洪波, 丛威, 付定华, 等. 欧美储气库的运营管理及定价对我国的借鉴[J]. 国际石油经济, 2014, 22(4): 23–29, 109. [HONG B, CONG W, FU D H, et al. China's strategic energy choices in light of world energy trends. International Petroleum Economics[J], 2014, 22(4): 23–29, 109.]
- [19] 糜利栋, 曾大乾, 李遵照, 等. 中国石化地下储气库智能化建设进展及展望[J]. 世界石油工业, 2023, 30(06): 88–95. [MI L D, ZENG D Q, LI Z Z, et al. Progress and prospect of intelligent of Sinopec underground gas storage. World Petroleum Industry[J], 2023, 30(06): 88–95.]
- [20] XU Q, LIU H, SONG Z, et al. Dynamic risk assessment for underground gas storage facilities based on Bayesian network [J]. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 2023, 82: 104961.
- [21] ZHANG Y, OLDENBURG C M, ZHOU Q, et al. Advanced monitoring and simulation for underground gas storage risk management [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208: 109763.
- [22] LACKEY G, MUNDIA-HOWE M, PEKNEY N J. Underground natural gas storage facility operations and well leakage events in the United States [J]. Geoenergy Science and Engineering, 2024, 234: 212630.
- [23] 李静, 孙明炬, 金作良, 等. 基于C-FRAM的油气藏型地下储气库设计期关键风险因素辨识方法[J]. 安全与环境工程, 2024, 31(01): 88–95. [LI J, SUN M J, JIN Z L, et al. Identification method of key risk factors of oil and gas reservoir-type underground gas storage in design period based on C-FRAM. Safety and Environmental Engineering[J], 2024, 31(01): 88–95.]
- [24] 糜利栋, 曾大乾, 刘华等. 中国石化地下储气库一体化综合平台研发与应用[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(06): 781–788. [MI L D, ZENG D Q, LIU H, et al. Development and application of Sinopec integrated management platform for underground gas storage. Petroleum Reservoir Evaluation and Development[J], 2023, 13(06): 781–788.]
- [25] LI Y, YU L, JING Q. Dynamic risk assessment method for urban hydrogen refueling stations: A novel dynamic Bayesian network

- incorporating multiple equipment states and accident cascade effects [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 54: 1367–85.
- [26] LIU B, LI Y, MA Y, et al. Electrostatic characteristics analysis and risk assessments of liquid hydrogen storage system [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 55: 1322–34.
- [27] 钱鑫, 陈义武, 刘超, 等. 固体储氢材料研究进展及展望[J]. *现代化工*, 2024, 44(03): 74–78. [QIAN X, CHEN Y W, LIU C, et al. Research progress and prospects of solid hydrogen storage materials. *Modern Chemical Industry*[J], 2024, 44(03): 74–78.]
- [28] 潘松圻, 邹才能, 王杭州, 等. 地下储氢库发展现状及气藏型储氢库高效建库十大技术挑战[J]. *天然气工业*, 2023, 43(11): 164–180. [PAN S Q, ZOU C N, WANG H Z, et al. Development status of underground hydrogen storages and top ten technical challenges to efficient construction of gas reservoir-type underground hydrogen storages. *Natural Gas Industry*[J], 2023, 43(11): 164–180.]
- [29] DIAMANTAKIS N, PEECOCK A, SHAHROKHI O, et al. A review of analogue case studies relevant to large-scale underground hydrogen storage [J]. *Energy Reports*, 2024, 11: 2374–400.
- [30] 刘翠伟, 洪伟民, 王多才, 等. 地下储氢技术研究进展[J]. *油气储运*, 2023, 42(08): 841–855. [LIU C W, HONG W M, WANG D C, et al. Research progress of underground hydrogen storage technology. *Oil & Gas Storage and Transportation*[J], 2023, 42(08): 841–855.]
- [31] TAIWO G O, TOMOMEWO O S, ONI B A. A comprehensive review of underground hydrogen storage: Insight into geological sites (mechanisms), economics, barriers, and future outlook [J]. *Journal of Energy Storage*, 2024, 90: 111844.
- [32] 郝永卯, 任侃, 崔传智, 等. 含水层型地下储氢库垫层气类型优选及注采参数优化[J]. *储能科学与技术*, 2023, 12(09): 2881–2887. [HAO Y M, REN K, CUI C Z, et al. Optimization of cushion gas types and injection production parameters for underground hydrogen storage in aquifers. *Energy Storage Science and Technology*[J], 2023, 12(09): 2881–2887.]
- [33] MAURY FERNANDEZ D, EMADI H, HUSSAIN A, et al. A holistic review on wellbore integrity challenges associated with underground hydrogen storage [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 57: 240–62.
- [34] AL-SHAFI M, MASSARWEH O, ABUSHAIKHA A S, et al. A review on underground gas storage systems: Natural gas, hydrogen and carbon sequestration [J]. *Energy Reports*, 2023, 9: 6251–66.
- [35] ZHENG D, SONG H, ZHAO C, et al. Is it possible for semiconductor companies to reduce carbon emissions through digital transformation? Evidence from China [J]. *International Journal of Production Economics*, 2024, 272: 109246.
- [36] TH A, HNA B, AC C. Multilateral energy technology cooperation: Improving collaboration effectiveness through evidence from International Energy Agency Technology Collaboration Programmes[J]. *Energy Strategy Reviews*, 43.
- [37] JIANG Z, ZHAO C, YU S, et al. Contrasting root length, nutrient content and carbon sequestration of seagrass growing in offshore carbonate and onshore terrigenous sediments in the South China Sea [J]. *Science of The Total Environment*, 2019, 662: 151–9.
- [38] BERGMO P E S, HOLT T. CO₂ capture from offshore oil installations: An evaluation of alternative methods for deposition with emphasis on carbonated water injection [J]. *Carbon Capture Science & Technology*, 2024, 11: 100184.
- [39] CIOTTA M, PEYERL D, ZACHARIAS L G L, et al. CO₂ storage potential of offshore oil and gas fields in Brazil [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 112: 103492.
- [40] 霍宏博, 刘东东, 陶林, 等. 基于CO₂提高采收率的海上CCUS完整性挑战与对策[J]. *石油钻探技术*, 2023, 51(02): 74–80. [HUO H B, LIU D D, TAO L, et al. Integrity Challenges and Countermeasures of the Offshore CCUS Based on CO₂-EOR. *Petroleum Drilling Techniques*[J], 2023, 51(02): 74–80.]
- [41] 方媛, 高亚慧, 宫艳玲, 等. 二氧化碳驱油技术中CO₂膨胀液体黏度研究进展[J]. *化学工业与工程*, 2024, 41(01): 90–102. [FANG Y, GAO Y H, GONG Y L, et al. A review of the viscosity of carbon dioxide expanded liquids in enhanced oil recovery. *Chemical Industry and Engineering*[J], 2024, 41(01): 90–102.]
- [42] A Q L, A X L, B J Z, et al. A novel shallow well monitoring system for CCUS: With application to Shengli Oilfield CO₂-EOR project[J]. *Energy Procedia*, 2014, 63: 3956–3962.
- [43] MARBUN B, SANTOSO D, KADIR W, et al. Improvement of borehole and casing assessment of CO₂-EOR/CCUS injection and production well candidates in Sukowati Field, Indonesia in a well-based scale[J]. *Energy Reports*, 2021, 7(3): 1598–1615.
- [44] 芮振华, 李阳, 薛兆杰, 等. CO₂提高油气采收率与地质封存关键技术发展建议[J]. *前瞻科技*, 2023, 2(02): 145–160. [RUI Z H, LI Y, XUE Z J, et al. Development suggestions for key technologies of CO₂-enhanced oil and gas recovery and geological sequestration. *Science and Technology Foresight*[J] 2023, 2(02): 145–160.]
- [45] 刁玉杰, 杨扬, 李旭峰, 等. CO₂地质封存深部地下空间利用管理法规探讨[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(04): 1267–1273+1534. [DIAO Y J, YANG Y, LI X F, et al. Management on developing deep underground space for CO₂ geological storage. *proceedings of the CSEE*[J], 2021, 41(04): 1267–1273+1534.]
- [46] CHADWICK R A, NOY D, ARTS R, et al. Latest time-lapse seismic data from Sleipner yield new insights into CO₂ plume development[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2103–2110.
- [47] CHADWICK A, WILLIAMS G, DELÉPINE N, et al. Quantitative analysis of time-lapse seismic monitoring data at the Sleipner CO₂ storage operation[J]. *Geophysics*, 2010, 29(2): 170–177.

- [48] YURIKOV A, TERTYSHNIKOV K, YAVUZ S, et al. Seismic monitoring of CO₂ geosequestration using multi-well 4D DAS VSP: Stage 3 of the CO₂CRC Otway project [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022, 119: 103726
- [49] LÜTH S, BERGMANN P, HUANG FEI, et al. 4D seismic monitoring of CO₂ storage during injection and post-closure at the Ketzin pilot site[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 5761–5767.
- [50] 吴秀章. 中国二氧化碳捕集与地质封存首次规模化探索[M]. 北京: 科学出版社, 2013. [WU X Z. Carbon dioxide capture and geological storage the first massive exploration in China[M]. Beijing: Science Press, 2013]
- [51] YANG J, YANG C, GU Q, et al. Economic evaluation and influencing factors of CCUS-EOR technology: A case study from a high water-bearing oilfield in Xinjiang, China [J]. *Energy Reports*, 2023, 10: 153–60.
- [52] WANG F, LIAO G, SU C, et al. Carbon emission reduction accounting method for a CCUS-EOR project [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 989–1000.
- [53] METZ B, DAVIDSON O, DE CONINCK H, et al. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage[R]. Montreal: IPCC, 2005.
- [54] ZHAO G, YANG M, PANG W, et al. Effects of hydrate cap on leakage prevention and capacity improvement of sub-seabed CO₂ sequestration [J]. *Chemical Engineering Journal*, 2022, 450: 138493.
- [55] XUE X, LI S, SHI T, et al. Performance analysis of a compressed air energy storage incorporated with a biomass power generation system [J]. *Applied Thermal Engineering*, 2024, 248: 123281.
- [56] LIU C, SU X, YIN Z, et al. Experimental study on the feasibility of isobaric compressed air energy storage as wind power side energy storage [J]. *Applied Energy*, 2024, 364: 123129.

(编辑 马桂霞)