

引用格式:杨志伟,许雨桐,王宇鹏,等.胜利油田储气库技术进展及发展方向[J].油气地质与采收率,2024,31(5):153-161.
YANG Zhiwei, XU Yutong, WANG Yupeng, et al. Progress and next development directions of gas storage technologies in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(5): 153-161.

胜利油田储气库技术进展及发展方向

杨志伟,许雨桐,王宇鹏,张鲁钢,李健

(中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营 257015)

摘要:天然气地下储气库是战略储备、应急调峰、保障国家能源安全的重要基础设施,是老油田产业布局优化及绿色低碳转型发展的方向之一。胜利油田地质条件复杂,气藏埋藏浅、规模小、分布零散,油藏及含水圈闭资源丰富,但密封性评价难。针对这些特点,自“十三五”以来,储气库相关研究取得较大进展,先后完成了疏松砂岩气藏、气顶油藏和水层等不同类型储气库的研究和方案设计,建成了中国首座水淹废弃气藏型储气库——永21储气库,形成了具有胜利特色的水层型储气库目标筛选评价、水层型储气库注采运行优化设计、储气库圈闭密封性评价和储气库跟踪评价等关键技术。目前,其他类型储气库建设仍面临资料少、规模小、效益差、圈闭动态密封性评价难度大等问题和挑战,需要在油藏型储气库库址筛选评价、零散气砂体组合建库、高含水油藏协同建库等方面提出相应的技术对策和攻关方向,为胜利油田储气库规模建设、绿色发展提供技术支持。

关键词:胜利油田;储气库;水层型;疏松砂岩;筛选评价;圈闭密封性;注采运行;跟踪评价

文章编号:1009-9603(2024)05-0153-09

DOI:10.13673/j.pgre.202405037

中图分类号:TE822

文献标识码:A

Progress and next development directions of gas storage technologies in Shengli Oilfield

YANG Zhiwei, XU Yutong, WANG Yupeng, ZHANG Lugang, LI Jian

(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company,
SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: Underground natural gas storage is an essential infrastructure for strategic reserves, emergency peak shaving, and national energy security. It is also one of the directions for optimizing the industrial layout of mature oilfields and promoting green and low-carbon transformation and development. The geological conditions of Shengli Oilfield are complex, with shallow gas reservoirs, small scale, scattered distribution, and abundant oil and water trap resources. However, it is difficult to evaluate the sealing property. In view of these characteristics, significant progress has been made in research related to gas storage since the “Thirteenth Five-Year Plan in 2016-2020” period. Different types of gas storage, such as loose sandstone gas reservoirs, gas cap oil reservoirs, and aquifers, have been studied and designed, and the first gas storage in abandoned water-flooded gas reservoirs in China, Y21 Gas Storage, has been built. Key technologies such as target screening and evaluation of gas storage in aquifers, injection and production operation optimization design of gas storage in aquifers, sealing evaluation of gas storage traps, and tracking evaluation of gas storage have been developed, which align with characteristics of Shengli Oilfield. At present, the construction of other types of gas storage still faces challenges such as limited data, small scale, poor efficiency, and difficulty in evaluating the dynamic sealing of traps. It is necessary to propose corresponding technical countermeasures and research directions in the site screening and evalua-

收稿日期:2024-05-25。

作者简介:杨志伟(1974—),男,山东荣成人,高级工程师,硕士,从事天然气开发及储气库研究与管理工。E-mail:yangzhiwei766.slyt@sinopec.com。

基金项目:中国石化股份公司课题“含水层改建地下储气库优化设计技术研究(P18096)”。

tion of gas storage in oil reservoirs, the construction of gas storage in combination with scattered gas sand bodies, and the collaborative construction of gas storage in oil reservoirs with high water cut, to provide technical support for the large-scale construction and green development of gas storage in Shengli Oilfield.

Key words: Shengli Oilfield; gas storage; aquifer; loose sandstone; screening and evaluation; sealing of trap; injection and production operation; tracking evaluation

国际天然气联盟(IGU)认为,当天然气对外依存度超过50%时,储气能力需要达到天然气消费量的20%以上。中国天然气对外依存度超过40%,预计未来对外依存度将持续提升,迫切需要储气能力建设,保障应急调峰储备需求。中外已建储气调峰设施以地下储气库和液化天然气(LNG)接收站为主,LNG接收站战略储备能力远低于地下储气库,地下储气库发展更具优势。中国已建地下储气库34座,主要集中在华北地区,形成储气能力为 $219 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。其中,中国石化为 $60 \times 10^8 \text{ m}^3$ (含划拨给国家管网 $32.7 \times 10^8 \text{ m}^3$)、中国石油为 $159 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。中国石化地下储气库建设起步较晚,“十一五”开始建设布局,“十二五”实现突破,截至2023年12月已建成10座储气库^[1-2]。

胜利油田储气库建设自2021年开始进入快速发展阶段,首先建成了中国首座水淹废弃气藏型储气库——永21储气库,同时开展了陈33块疏松砂岩型储气调峰站建设和油藏协同建库库址筛选评价研究。自“十三五”以来,在不同类型储气库的研究和建设方面,胜利油田取得了较为突出的成果,形成了具有胜利特色的水层型储气库目标筛选评价、水层型储气库注采运行优化设计、储气库圈闭密封性评价和储气库跟踪评价等关键技术。

1 胜利油田储气库建设历程

1.1 胜利油田油气资源现状

截至2023年底,胜利探区共探明油气田75个,石油地质储量为 $50.70 \times 10^8 \text{ t}$,其中含烃类气油气田33个,气层气地质储量为 $380.77 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。胜利探区地质条件复杂,油气藏具有以下特点:①分布范围广,油藏主要分布于东营、滨州、淄博、德州、潍坊、烟台、济南、聊城等8个地市28个县,气层气主要分布于平方王、垦西、孤岛、孤东4个油气田。②油气藏埋深差异大,自1 000 m至6 000 m均有发育,其中浅层气主要发育在1 500 m以上的明化镇组及馆陶组。③油气藏类型多样,包含构造、岩性、断块、地层、不整合及复合型等多种类型。

1.2 胜利油田储气库建设进展

胜利油田适合改建储气库的油、气、水圈闭具有分布范围广、埋深差异大、类型多样、规模较小等特点。受资料限制,储气库的选址、描述面临瓶颈;受建库方式、注采频率、注采能力等因素影响,不同类型圈闭的动态密封性评价、建库参数优化等关键技术也需进行有针对性的攻关研究。

胜利油田储气库建设经历了调研摸排、技术攻关、快速发展3个阶段。1998—2017年为调研摸排阶段,从认知学习、现场调研到潜力摸排,调研了喇嘛甸、文23、文96储气库,排查了胜利油田矿权区块内的枯竭油气藏、地下含水圈闭等地质构造,筛选了适合建设地下储气库的资源、可建规模等,完成了胜利油田天然气地下储气库评价。2018—2020年为技术攻关阶段,从基础研究、技术攻关到试验方案设计。自2018年国家发布关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见^[3],开始进行各类型储气库的技术调研及攻关工作,形成适用于济阳坳陷的储气库目标筛选、密封性评价、注气建库等相关技术^[4-5],完成了首个储气库(永21)方案编制。2021年至今处于快速发展阶段,从筛选评价、方案部署、实施跟踪到开展重点研究,先后建成永21储气库,完成了花沟储气库方案设计,开展了永55、玉皇庙、郑4潜山储气库先导研究,对胜利油田枯竭油气藏、含水圈闭、潜山油藏等再次进行了筛选评价工作,编制了胜利油田储气库“十四五”规划^[6]。

截至2023年底,建设完成了中国首座水淹废弃气藏型储气库——永21储气库,并完成了第一、二轮次注气。后期跟踪评价结果证明,储气库圈闭构造总体符合率较高,实际钻遇储层厚度与预测一致,储气库直接盖层厚度符合率较高,2轮次注气压力均在设计压力范围以内。

2 胜利油田储气库技术进展

“十三五”以来,胜利油田在储气库相关研究方面持续加强技术攻关,取得了较大进展,形成了具有胜利特色的水层型储气库目标筛选评价、水层型

储气库注采运行优化设计、储气库圈闭密封性评价、储气库跟踪评价等关键技术。

2.1 水层型储气库目标筛选评价技术

胜利油田地处环渤海地区,有丰富的含水圈闭资源,同时开展油气勘探开发50余年,积累了大量的三维地震和完钻井资料,在环渤海和山东地区建设水层型储气库具有区位和技术优势。随着中国地下储气库的不断建设,枯竭油气藏、盐穴型储气库的设计技术水平不断提高,为含水层改建地下储气库提供了较多的经验。2018年开始对济阳拗陷含水圈闭进行普查、筛选、评价,形成了水层型储气库目标筛选评价技术。

2.1.1 水层型储气库普查原则

对工区内的含水层进行普查,优选改建储气库的有利目标区。根据管网、地面、需求、地质资料等条件,遵循“战略需求、经济可行、安全环保”的原则,建立了济阳拗陷水层型储气库普查原则:①位于输气管网、中大城市附近。②远离人口稠密区、保护区、重要工业区。③具有相对丰富的资料基础,圈闭内有地震、钻井、测井等资料。④以背斜类构造为主。

2.1.2 水层型储气库目标筛选方法

对有利目标区的含水圈闭进行筛选,优选改建储气库的潜力目标圈闭。在对水层型储气库和枯竭气藏型储气库选址影响因素差异性分析的基础上,遵循“构造完整、储层适合、圈闭密封”的筛选原则,提出了少资料条件下的含水圈闭库址“否定性”筛选方法,对含水层所在区域建库需求、地面建设环保要求、密封性3项否定性因素逐一论证,对含水层埋藏深度、厚度、物性、储气规模等6项非常重要参数,闭合高度、水体规模2项重要参数,小层数量、隔夹层特征2项一般参数进行等级量化评分;根据评分结果进行含水层目标优劣排序。

2.1.3 水层型储气库目标评价技术

针对含水层改建储气库需要超压注入、多轮次超压运行的特殊性,重点围绕圈闭密封性、储层适合性、构造闭合高度、储气规模、运营成本、水动力条件、勘探投资、技术可行性等8项评价指标,盖层层数、盖层渗透性、储层厚度、闭合高度、圈闭稳定性等17个评价因素,采用加权法和层次分析、隶属函数等方法,制定了含水圈闭改建储气库的分级评价标准,对潜力目标圈闭开展综合评价并优选排序,确定最终可改建储气库的含水圈闭^[7]。

2.1.4 应用效果

2018年在济阳拗陷惠民凹陷和东营凹陷共选出61个含水圈闭,开展精细构造解释、储层描述等地质研究工作。根据储气库“存得住”的原则,在61个含水圈闭中筛选了22个潜力目标圈闭,预测可建库规模约为 $310 \times 10^8 \text{ m}^3$,针对水层型储气库多轮次超压运行的特殊性,通过评价排序,优选了永21和夏552含水圈闭作为研究实施目标。根据研究成果,2021年永21储气库建设并投产运行。同时对比法国已建储气库案例,分析认为夏552含水圈闭参数与Beynes Profond、Beynes Supeneur和Soings-En-Sologne储气库圈闭参数相似,均属于闭合度较小的案例,但储层物性较好,孔隙度大于18%,渗透率大于300 mD,深度较浅,建库成功概率更高。水层型储气库目标筛选评价技术的形成为胜利油田水层型储气库的持续发展奠定了坚实的技术基础。

2.2 水层型储气库注采运行优化设计技术

水层型储气库气水界面的位置在注采气过程中动态变化,储气库压力取决于气水界面的深度,为使工作气量最大化,降低垫底气量,对水层型储气库的开采历程、建库方式、上下限压力、库容量、工作气量、注采井网等进行了详细研究,形成了水层型储气库注采运行优化设计技术^[8-12]。

2.2.1 水层型储气库运行压力优化设计技术

水层型储气库运行压力优化设计是在确保储气库运行安全的前提下,最大化提高库容量和工作气量,达到运行效益最优的合理设计。水层型储气库运行压力设计分为上限压力设计和下限压力设计。上限压力设计要充分考虑圈闭的承压能力,通过盖层突破压力研究、断层开启压力研究以及注气过程中水层型储气库压力变化研究综合确定,确保水层型储气库安全运行。下限压力设计要确保在采气末期具有一定产能,能够实现最小供气能力,确保采气时不被水淹^[13-17]。通过数值模拟研究,选取注采井水淹时对应的水层型储气库平均压力作为水层型储气库下限压力。

2.2.2 水层型储气库关键参数优化设计技术

储气库关键参数包括建库方式确定、库容参数、单井注采能力、注采井网等。通过开展多方案对比,对注气排水进行了优化对比研究,从快速建库方式优化设计、注采井网优化设计、注采气模式优化、建库周期优化设计、排水量配比优化测试、注采气速度配比优化、排水速度优化测试、排水时机优化测试等多方面综合确定水层型储气库关键参

数的设计^[18-20]。

在永21气藏地质模型基础上,构建了永21储气库建库数值模拟模型,对储气库建库阶段的排水方案进行了测试优化。测试结果表明随着排水周期数的增加和排水速度的增大,地层压力逐渐下降,有利于注气建库,但同时也促进了注入气在排水井的突破并产生窜流。综合其对地层压力、注入气窜流和库容量的影响,推荐采用排水4周期、以600 m³/d的排水速度进行排水作业。

采用永21储气库建库数值模拟模型,对储气库建库阶段的注采气方案进行了测试优化。测试结果表明,周期注采建库模式在控制地层压力和提高有效库容量方面比连续注气、间歇注气2种建库模式更有优势。为防止气井采气周期大量产水,降低建库风险,提高建库效率,同时考虑注采气的均衡,建议采用6周期的注采气模式。

通过建库参数测试,优化永21储气库建库的排水方案和注采气方案,进而耦合形成了永21储气库最优的建库参数组合。实现了在较低地层压力条件下永21储气库的平稳高效建库,建库完成后有效库容量为4.96×10⁸ m³。

2.2.3 应用效果

永21储气库是胜利油田建设的第一座储气库,也是中国首座水淹废弃气藏型储气库。永21气藏原始含气高度为48.4 m,埋深为1 816 m,原始地层压力为19.2 MPa,地质储量为3.68×10⁸ m³,原始气水界面为1 864.4 m,溢出点深度为1 878 m。2022年4月29日开始第一周期注气,阶段累积注气量为6 342×10⁴ m³。2023年5月29日开始第二周期注气,阶段累积注气量为7 249×10⁴ m³。永21储气库累积注气量为1.38×10⁸ m³,最高地层压力为23.32 MPa,单井最大日注入量为86×10⁴ m³/d,各项指标与方案设计基本一致。

2.3 储气库圈闭密封性评价技术

储气库建设过程中,盖层的完整性与密封性、区域内断层的稳定性与封闭性,是储气库建设与运行过程中的安全评价必须考虑的重要问题。2018年开始胜利油田针对济阳拗陷独特的复杂地质条件,克服缺少资料的现状,在矿权区块内开展了枯竭油气藏、潜山油藏、含水圈闭等不同类型储气库库址筛选评价工作。在储气库“存得住”的必要前提下,借鉴相关经验,重点攻关圈闭密封性评价的难点,针对储气库“强注强采、注采交替、高压运行”的特点,突出盖层和断层弱化机理,创新形成了适

用于济阳拗陷的储气库圈闭交替载荷下的密封性评价体系。

2.3.1 储气库圈闭静态密封性

盖层静态密封性 盖层岩性、物性、层数、空间展布以及断距与盖层厚度的关系等因素均会影响储气库盖层的静态密封性。不同岩性盖层的孔隙度、渗透率以及破裂压力影响盖层的直接封气能力;盖层层数影响圈闭密封失效的风险等级,若储气库由多个盖层系统组成,当其下方的直接密封失效时,其上部的盖层将起到缓冲作用,随着盖层层数的增加,圈闭完整性损失的风险降低;盖层空间展布即盖层的厚度和横向连续性组合,原则上,盖层要覆盖整个圈闭,厚度越大,连续性越强,密封性越好;断裂对盖层的破坏使其有效封闭厚度减小,密封能力降低,储气库要求盖层无断层或盖层厚度大于断距,盖层仍保持横向分布连续性^[21-26]。

断层静态密封性 断层性质、规模、两侧岩性组合、紧闭程度、断裂带充填物岩性等因素影响储气库断层的静态密封性。逆断层承受较大的正压力,使得断面两侧地层在断层活动过程中趋于变形,甚至导致断层裂缝闭合,紧闭程度高,因此其垂向封堵性优于正断层;断层倾角越陡、埋藏越浅,越不利于断层垂向封闭;断层两侧岩性不一致,储气库储层对接非渗透性地层,流体性质差异大,断层侧向封堵性好;断层岩排替压力与泥质含量成正相关关系,断层能否形成封闭,关键取决于断裂带的充填物,要求断裂带以泥质充填为主。

2.3.2 储气库圈闭动态密封性

储气库圈闭动态密封性是指圈闭在多轮次、大吞大吐、高低压周期交替条件下的盖层及断层的密封性。

盖层动态密封性 多周期运行过程中,盖层会发生交替疲劳损伤,产生的微裂缝导致气窜,密封失效。盖层动态密封性评价主要是基于盖层岩石室内压汞、突破压力、封气能力演化等实验,揭示交替荷载下盖层破坏条件以及封气能力演化规律,然后进行盖层交替疲劳损伤实验,获得盖层岩石力学参数,确定剪切强度和上限压力变化与交替次数之间的关系,从而综合评价储气库盖层的动态密封性。

断层动态密封性 在储气库循环注采气过程中,断层控制型储气库涉及断层毛细管渗漏和断层再活动渗漏2大风险。断层动态密封性评价可基于含裂缝泥岩封闭性实验确定断层毛细管渗漏界限,

通过断层再活动渗透性演化模型,确定断层活化机理,利用三维地质-力学模型,综合评价储气库断层的动态密封性。

2.3.3 应用效果

针对储气库注采过程中高低压频繁快速变化可能带来的圈闭密封性破坏,建立了包括盖层、断层动静态综合的密封性评价技术。2018年以来分别在永21气藏、永55气藏、花沟气田、陈家庄气田的储气库气藏地质研究中应用储气库圈闭密封性评价技术对潜力圈闭目标的密封性进行了评价。其中,中国首座水淹废弃气藏型储气库——永21储气库已投产运行,根据前期密封性评价,确定储气库的运行上限压力为28 MPa,是原始地层压力的1.45倍。截至2023年12月已完成了2个周期的注气,地层压力上升至23 MPa,与方案设计基本一致,通过微地震、微重力监测以及压力测试等技术手段对储气库的安全性进行了初步评价,未发现泄漏。储气库圈闭密封性评价技术同时在花沟储气库、永55储气库、陈家庄储气库的方案设计研究中得到了广泛的应用。

2.4 储气库跟踪评价技术

储气库在建库运行过程中均需开展注采监测,应用各种注采生产数据和监测资料开展动态分析、库存分析和库容评价。

2.4.1 储气库动态分析技术

储气库在建库运行过程中,通过在监测井、注采井下入监测仪器录取各种温压资料。根据注采生产数据与温度压力的变化分析井间连通状况及断层封堵性。通过饱和度监测可得到单井位置的气水界面深度,通过数值模拟分析预测气水界面位置,根据单井监测结果不断优化调整模型参数,提高拟合精度,实现储气库气水界面的精准预测。

2.4.2 储气库库存分析技术

储气库库存量是储气库建库运行过程中的一项重要指标,库存量要与储气库的压力、气水界面相对应,如果压力上升与预测结果相差较大,储气库存在漏失风险,因此,定期对库存量进行校核是储气库运行过程中的一项重要工作,库存分析主要采用物质平衡法和容积法。

物质平衡法的基本原理为根据储气库剩余储量及建库运行过程中的注采气量数据进行累计计算得到目前的库存量。对于定容气藏储气库,利用压力与库存量变化曲线可得到一个闭合的循环曲线,若随注采周期变化曲线发生偏移则储气库可能

存在漏失或计量数据可能存在误差^[27-30]。对于边水气藏储气库,由于不同压力、不同注采气速度下的水侵量不同,每周期注采气量、注采气速度差异导致压力与库存量变化曲线不重合,但达容后经多次运行曲线位置基本不变^[31-35]。

永21储气库2023年末第二注气周期结束后采用物质平衡法进行库存量计算,永21气藏剩余气量为 $1.04 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中水淹部分残余气量为 $0.9269 \times 10^8 \text{ m}^3$,气顶气量为 $0.1131 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2022年累积注气量为 $0.6342 \times 10^8 \text{ m}^3$,2023年累积注气量为 $0.7025 \times 10^8 \text{ m}^3$,2023年末库存量为 $2.3767 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

容积法的基本原理为根据储气库动态监测的气水界面进行储气库内游离气量和水淹残余气量的计算得到目前的库存量。对于定容气藏储气库容积基本不变,主要根据压力变化进行库存量校核。对于边水气藏储气库需要将注采转换期无注采干扰、压力相对稳定时的监测数据作为测算依据进行库存量计算。

根据永21储气库建设阶段的新井资料,完善了永21储气库的地质模型,在此基础上开展数值模拟研究。根据第一、第二注气周期的历史拟合结果得到了建库前水淹部分残余气体积、剩余气顶气体积及目前游离气体积。建库前剩余气顶气地下体积为 $9.74 \times 10^4 \text{ m}^3$,建库前水淹部分残余气孔隙体积为 $464.83 \times 10^4 \text{ m}^3$,目前游离气孔隙体积为 $105.2 \times 10^4 \text{ m}^3$,根据永21岩心气驱水实验结果,水淹部分残余气饱和度取值为10.3%;根据流体物性(PVT)分析,体积换算系数建库前(气顶压力为18.5 MPa)取值为 51.65×10^{-4} ,目前(气顶压力为23.2 MPa)取值为 38.88×10^{-4} ,计算目前水淹部分残余气量为 $0.7365 \times 10^8 \text{ m}^3$,目前游离气量为 $1.6235 \times 10^8 \text{ m}^3$,库存量为 $2.36 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2种方法评价库存量误差为0.83%,库存量取2种方法的平均值为 $2.37 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2.4.3 储气库库容评价技术

储气库库容评价是建库完成后评价建库效果的一项重要指标,库容评价分为静态法和动态法。目前胜利油田尚无已建库完全达容的储气库,仅应用完钻井资料对永21储气库开展了静态评价。

静态库容评价主要评价储气库构造、储层变化对库容量的影响。永21井区地震资料分辨率较低,存在气藏亮点、平点反射特征,地震同相轴波峰和波谷转换处无法准确识别真实地层产状,构造存在一定误差。永21储气库新井完钻后由于北部构造

变陡,南部构造变缓,深度略有变化,对库容量进行复算,北部含气面积减小,南部含气面积增加,整体库容量为 $4.81 \times 10^8 \text{ m}^3$,较方案设计 $4.96 \times 10^8 \text{ m}^3$ 减少 $0.15 \times 10^8 \text{ m}^3$,与方案设计库容量基本一致(表1)。

表1 永21储气库库容参数对比
Table1 Capacity parameter comparison of Y21 gas storage
 10^8 m^3

项目	设计库容量	工作气量
实施前	4.96	2.38
实施后	4.81	2.31
差值	-0.15	-0.07

3 面临的挑战及发展方向

3.1 面临的挑战

目前,胜利油田储气库处于多种圈闭类型储气库的建设研究阶段,不同类型储气库的建库技术需不断完善。根据胜利油田地质特点,围绕下步储气库建设目标,储气库技术攻关面临以下3个方面的挑战。

(1)油藏型储气库类型多样,筛选难度大。胜利油田油藏类型多样,沉积类型多样,构造复杂,圈闭条件差异较大,密封条件、建库难度、协同提采可行性评价缺乏相应技术。

(2)零散气砂体库容规模、边水状况差异大,单体建库难度大,组合建库无经验可借鉴。利用浅层零散气砂体群建库,密封性相对较好,但各砂体孔隙体积差异大,边水能量不同,多砂体井网优化、同注同采优化、统一周期建库缺乏相应的优化技术。

(3)高含水油藏剩余油高度分散,建库协同提高采收率优化难度大。胜利油田已开发60余年,目前多数油藏已进入特高含水开发阶段,注气后如何实现高度分散剩余油快速富集,在提高采收率的基础上快速建库达容缺乏相应技术。

3.2 发展方向

3.2.1 油藏型储气库库址筛选评价技术

2023年根据集团公司“一基两翼三新”产业格局要求,胜利油田“以采为主”向“储采并重”的思路迅速转变,围绕注气协同建库,开展油藏建库目标普查筛选。目前初步完成了潜力目标筛选条件研究,明确了筛选参数,建立了筛选流程,形成了油藏协同建库的筛选标准。在国内尚无可借鉴实例的前提下,需要重点针对油藏圈闭改建储气库的评价方法、标准、指标等方面开展攻关研究,形成系统的

油藏型储气库库址筛选评价技术,实现油藏型储气库的发展突破^[36-39]。

3.2.2 零散气砂体组合建库技术

零散气砂体井位优化设计技术 零散气砂体单个面积小,厚度薄,各砂体叠合程度差,如何实现零散气砂体组合同步快速建库,采气期避免井间干扰,需攻关多砂体串联的井型井位优化设计技术,实现一井多控、多库串联,组合建库降低建库投资。

多库联动配注优化技术 零散气砂体建库后各砂体孔隙体积差异大、物性差异大导致注气压力不一致,在地面压缩机统一出口压力的情况下需开展调配技术优化研究,根据库容要求合理设计配注量。重点攻关配注优化影响因素研究、配注量与供气量、供气压力协调优化研究,实现多库协调联动均衡注气。

多库统一达容优化设计技术 零散气砂体储气库各库库容量差异大,压力存在差异,如何优化注采,确保各库安全快速达容需开展技术攻关。通过数值模拟等方法优化各库的注气速度与地层压力,在确保不超压的情况下形成不同储气库注气速度的优化方法,实现各库统一达容。

多砂体联动采气优化设计技术 零散气砂体建库后,各砂体存在的物性和井数差异导致采气过程中采气速度有差异,如果采取笼统采气方式,易造成初期物性较好的砂体产量高,压力下降快;物性略差的砂体产量低,压力下降慢;采气后期供气能力受影响,无法完全达到工作气量,因此,需开展多砂体联动采气优化研究,确保采气期供气量平稳、供气压力平稳。重点攻关产量、压力稳定的影响因素,攻关多库协调采气优化设计技术,实现稳压稳产采气。

3.2.3 高含水油藏建库协同提采技术

高含水油藏注气速度优化控制技术 水驱油藏开发后期剩余油高度分散,需对注气建库过程中的气驱机理、原油富集的主控因素开展攻关研究。在明确原油富集的主控因素后开展不同注气速度对原油富集影响的规律研究,为储气库合理注气速度优化、注气井网设计及快速建库达容提供依据。

高含水油藏快速建库高效提采技术 注气形成的富集原油顶部为气顶,底部为边底水,含油高度有限。为提高采油速度,需攻关薄层富集原油高效采出的井网优化设计技术、采液强度优化设计技术,控制气窜、水窜的注采动态调配保压开采技术,实现高含水油藏快速建库达容同时提高采收率。

4 结论

经过多年探索和攻关配套,胜利油田储气库经历了调研摸排、技术攻关、快速发展3个阶段,根据胜利油田油气资源现状,形成了具有胜利特色的储气库建设技术系列。

“十三五”以来,针对胜利油田地质条件复杂、气藏埋藏浅、规模小、分布零散、气藏型储气库效益建设难度大等难题,形成了具有胜利特色的水层型储气库目标筛选评价、水层型储气库注采运行优化设计、储气库圈闭密封性评价和储气库跟踪评价等关键技术。

通过永21储气库的设计及建设,实现了中国强边底水水淹废弃气藏型储气库零的突破,形成了强边底水储气库库容优化设计、注采参数优化、库容评价等核心技术,为含水层改建储气库积累了丰富的经验。

目前,胜利油田储气库建设向零散气砂体组合建库技术和高含水油藏建库协同提采优化提出挑战,持续加强技术攻关储备,形成相应的技术对策和配套技术,加快胜利油田储气库建设,为胜利油田绿色发展提供技术支撑。

参考文献

- [1] 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 Xiaoping. Construction demand and key technology development direction of underground gas storage in China [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2023, 42(10): 1100-1106.
- [2] 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.
- [3] 国家发展改革委.印发《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》的通知[EB/OL].(2021-03-30)[2018-04-26].
National Development and Reform Commission. Opinions on accelerating the construction of gas storage facilities and improving the market mechanism for auxiliary services for gas storage and peak regulation [EB/OL]. (2021-03-30) [2018-04-26].
- [4] 唐军.浅层气藏预测识别技术——以陈家庄凸起陈气12井区为例[J].油气地质与采收率,2008,15(4):52-54.
TANG Jun. The forecasting and identifying techniques for shallow gas reservoirs-case study of Chenqi12 wellblock in Chenjiazhuang Arch [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(4): 52-54.
- [5] 唐甜,巴素玉,时瑞坤,等.基于正交匹配追踪的深度波数谱分解及其在含油气储层预测中的应用[J].地质科技通报,2024,43(1):360-370.
TANG Tian, BA Suyu, SHI Ruikun, et al. Depth wavenumber spectral decomposition based on orthogonal matching pursuit and its application in hydrocarbon reservoir prediction [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(1): 360-370.
- [6] 廖成锐,杨志伟,张鹏,等.胜利油田储气库“十四五”规划[R].2022.
LIAO Chengrui, YANG Zhiwei, ZHANG Peng, et al. The Fourteenth Five-Year Plan for gas storage in Shengli Oilfield [R]. 2022.
- [7] 李健,廖成锐,杨志伟,等.含水构造储气库选址与评价初探[J].中国石油大学胜利学院学报,2022,36(3):66-70.
LI Jian, LIAO Chengrui, YANG Zhiwei, et al. Site selection and evaluation of gas storage in aquifer [J]. Journal of Shengli College, China University of Petroleum, 2022, 36(3): 66-70.
- [8] 陈家新,谭羽非.水驱气藏型地下储气库注气过程优化方案[J].油气储运,2002,21(6):7-10.
CHEN Jiabin, TAN Yufei. Determination of optimal running scheme about injection process of the natural gas storage reservoirs [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2002, 21(6): 7-10.
- [9] 周军,彭宏,罗莎,等.考虑安全稳定运行的大型枯竭气藏储气库注采优化[J].特种油气藏,2021,28(6):76-82.
ZHOU Jun, PENG Jinghong, LUO Sha, et al. Optimization of gas injection and production in gas storage based on large depleted gas reservoir with consideration of safe and stable operation [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(6): 76-82.
- [10] 周军,胡承强,梁光川,等.基于机会约束规划的气藏型储气库优化设计[J].特种油气藏,2023,30(6):99-106.
ZHOU Jun, HU Chengqiang, LIANG Guangchuan, et al. Optimization design of storage in gas fields based on the chance constrained programming [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(6): 99-106.
- [11] 郑得文,胥洪成,王皆明,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.
ZHENG Dewen, XU Hongcheng, WANG Jieming, 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.
- [12] 马小明,赵平起.地下储气库设计实用技术[M].北京:石油工业出版社,2011.
MA Xiaoming, ZHAO Pingqi. Practical design of underground gas storage technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [13] AMINAN K, BANNON A, AMERI S. Gas storage in a depleted gas/condensate reservoir in the Appalachian Basin [R]. SPE 104555, 2006.
- [14] KANAGA D, NEIL K, CORRS C W, et al. Underground gas storage: issues beneath the surface [R]. SPE 88491, 2004.

- [15] 王海燕. 考虑多因素影响的储气库气井注采能力优化[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(3): 54-58.
WANG Haiyan. Optimization of the injection-production capacity of the gas storage well considering the influences of the multiple factors [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38(3): 54-58.
- [16] 王彬, 陈超, 李道清, 等. 新疆H型储气库注采能力评价方法[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.
- [17] 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.
- [18] 张鹏, 徐耀东, 杨志伟. Y21区块含水层储气库边底水侵入数值模拟[J]. 断块油气田, 2021, 28(6): 781-785.
ZHANG Peng, XU Yaodong, YANG Zhiwei. Numerical simulation of water intrusion at the edge and bottom of Y21 gas storage with aquifer [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(6): 781-785.
- [19] 廖伟, 刘国良, 李欣源, 等. 注采过程中气质流体置换数值模拟及原地气置换方法——以新疆H型储气库为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(4): 81-89.
LIAO Wei, LIU Guoliang, LI Xinlu, et al. Numerical simulation of gaseous fluid displacement and in-situ gas displacement method in injection-production process: taking Xinjiang H gas storage as an example [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(4): 81-89.
- [20] 何海燕, 刘先山, 耿少阳, 等. 基于渗流-温度双场耦合的油藏型储气库数值模拟[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(6): 819-826.
HE Haiyan, LIU Xianshan, GENG Shaoyang, et al. Numerical simulation of UGS facilities rebuilt from oil reservoirs based on the coupling of seepage and temperature fields [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(6): 819-826.
- [21] 张玥, 贾善坡, 温曹轩, 等. 气藏型储气库圈闭应力场扰动规律及影响因素分析[J]. 东北石油大学学报, 2022, 46(5): 115-128.
ZHANG Yue, JIA Shanpo, WEN Caoxuan, et al. Analysis on disturbance law and influencing factors of trap stress field in gas reservoir [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2022, 46(5): 115-128.
- [22] 贾善坡, 付晓飞, 王建军. 孔隙型地下储气库圈闭完整性评价[M]. 北京: 科学出版社, 2020.
JIA Shanpo, FU Xiaofei, WANG Jianjun. Evaluation of the integrity of porous underground gas storage traps [M]. Beijing: Science Press, 2020.
- [23] 贾善坡, 张辉, 林建品, 等. 含水层储气库泥质岩盖层封气能力定量评价研究——以里坦凹陷D5区二叠系含水层构造为例[J]. 水文地质工程地质, 2016, 43(3): 79-86.
JIA Shanpo, ZHANG Hui, LIN Jianpin, et al. Quantitative assessment of the gas-sealing capacity of the Permian claystone caprock for the D5 aquifer gas storage in the Litan sag [J]. *Hydrogeology & Engineering Geology*, 2016, 43(3): 79-86.
- [24] 雷鸣, 王丹丹, 邱小松, 等. 基于ANSYS的断层安全性评价方法及应用——以苏北盆地东台坳陷白驹含水层储气库为例[J]. 石油实验地质, 2022, 44(5): 904-913.
LEI Ming, WANG Dandan, QIU Xiaosong, et al. Evaluation method for fault safety and its application based on ANSYS: a case study of Baiju aquifer gas storage in Dongtai Depression, Subei Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(5): 904-913.
- [25] 王晓超, 郭小哲, 刘全刚, 等. 疏松砂岩储层油井污染规模定量评价方法设计[J]. 非常规油气, 2022, 9(3): 125-130.
WANG Xiaochao, GUO Xiaozhe, LIU Quanguang, et al. Design of method for quantitatively evaluating pollution scale of oil well in unconsolidated sand reservoir [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(3): 125-130.
- [26] 宋学锋, 魏慧蕊, 李文杰, 等. 塔里木盆地M区块致密砂岩气藏水锁损害影响因素评价[J]. 断块油气田, 2022, 29(2): 224-228.
SONG Xuefeng, WEI Huirui, LI Wenjie, et al. Evaluation on influencing factors of water lock damage of tight sandstone gas reservoir in block M of Tarim Basin [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(2): 224-228.
- [27] 王保辉, 闫相祯, 杨秀娟, 等. 含水层型地下储气库天然气动态运移规律[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 327-331.
WANG Baohui, YAN Xiangzhen, YANG Xiujuan, et al. Natural gas dynamic migration in an underground gas storage in aquifer beds [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(2): 327-331.
- [28] RIOS R B, BASTOS-NETOM M, AMORA M R Jr, et al. Experimental analysis of the efficiency on charge/discharge cycles in natural gas storage by adsorption [J]. *Fuel*, 2011, 90(1): 113-119.
- [29] SAWYER W K, ZUBER M D, BUES A D, et al. Reservoir simulation and analysis of the sciota aquifer gas storage pool [R]. SPE 51042, 1998.
- [30] 王皆明, 郭平, 姜风光. 含水层储气库气驱多相渗流机理物理模拟研究[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(4): 597-600.
WANG Jieming, GUO Ping, JIANG Fengguang. The physical simulation study on the gas-drive multiphase flow mechanism of aquifer gas storage [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2006, 17(4): 597-600.
- [31] 王皆明, 王丽娟, 耿晶. 含水层储气库建库注气驱动机理数值模拟研究[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(5): 673-676.
WANG Jieming, WANG Lijuan, GENG Jing. The numerical simulation study on the gas-drive mechanism of aquifer gas storages [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(5): 673-676.
- [32] 徐昌海, 陶佳丽, 王俊杰, 等. 一种边水气藏水侵方向定量识别方法——以川东地区黄龙场长兴组生物礁气藏为例[J]. 天然气勘探与开发, 2019, 42(4): 90-96.

- XU Changhai, TAO Jiali, WANG Junjie, et al. A quantitative recognition method on water-invasion direction in edge-water gas reservoirs: an example from biereef gas reservoirs of Changxing Formation, Huanglongchang structure, eastern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2019, 42(4): 90-96.
- [33] 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 sandstone gas reservoir [J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(9): 85-87.
- [34] 石磊, 王皆明, 朱华银, 等. 水侵气藏型储气库气水微观渗流规律[J]. *天然气勘探与开发*, 2020, 43(1): 58-63.
- SHI Lei, WANG Jieming, ZHU Huayin, et al. Microscopic percolation laws of gas and water in underground gas storages rebuilt from water-invasion gas reservoirs [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2020, 43(1): 58-63.
- [35] 司宝, 闫茜, 刘强, 等. 油藏型储气库与天然气驱油协同建设实验——以葡北油田三间房组油藏为例[J]. *新疆石油地质*, 2023, 44(3): 321-326.
- SI Bao, YAN Qian, LIU Qiang, et al. Experiment on collaborative construction of reservoir-type underground gas storage and natural gas flooding: a case study of Sanjianfang Formation Reservoir in Pubei Oilfield [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(3): 321-326.
- [36] 于东海. 气顶油藏改建地下储气库的可行性[J]. *油气储运*, 2007, 26(4): 4-6.
- YU Donghai. Feasible analysis to build underground gas storage in Es₁ gas cap reservoir of Shengtuo 1st district of Shengli Oilfield [J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2007, 26(4): 4-6.
- [37] 丁国生, 李春, 王皆明, 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(17): 107-112.
- DING Guosheng, LI Chun, WANG Jieming, et al. The status quo and technical development direction of underground gas storages in China [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(17): 107-112.
- [38] 黄飞, 张慕真, 雷占祥, 等. 能源转型背景下国家石油公司动态与启示[J]. *中国石油勘探*, 2022, 27(6): 80-87.
- HUANG Fei, ZHANG Muzhen, LEI Zhanxiang, et al. Trends of national oil companies in the context of energy transition and enlightenments [J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(6): 80-87.
- [39] 孙洋洲, 郭雪飞, 兰志刚, 等. “双碳”目标背景下海上油气田绿色低碳开发措施分析[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(2): 203-207.
- SUN Yangzhou, GUO Xuefei, LAN Zhigang, et al. Green and low carbon development measures of offshore oil and gas fields under the background of “dual carbon” goals [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(2): 203-207.

编辑 刘北羿