

引文: 胡勇, 王梦雨, 罗瑜, 等. “中国西南储气能力”建设的技术基础与发展思考[J]. 天然气工业, 2024, 44(2): 1-13.
HU Yong, WANG Mengyu, LUO Yu, et al. Technical basis and development idea for the construction of "Gas Storage Capacity in Southwest China"[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(2): 1-13.

“中国西南储气能力”建设的技术基础与发展思考

胡勇¹ 王梦雨² 罗瑜² 李隆新² 彭先² 赵梓寒²

1. 中国石油西南油气田公司 2. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院

摘要: 为保障国家天然气安全平稳供应, 2019年国家能源局启动了川渝天然气千亿立方米级“气大庆”的建设项目, 将四川盆地天然气储气调峰和战略应急保供能力建设提升至国家战略安全高度。此外, 中国石油在“十四五”期间确立了打造“西南储气中心”的战略目标, 积极攻关各项地下储气库(以下简称储气库)建库技术难题, 已初步形成“西南储气中心”建设格局。为此, 在分析四川盆地建设储气库面临的挑战基础上, 系统梳理总结了中国石油近17年在四川盆地的发展规划、建设现状、技术进展等方面的成果, 并对打造“中国西南储气能力”提出了具体的攻关方向。研究结果表明: ①四川盆地天然气资源丰富且拥有与全国天然气管网互通的完善管网设施, 能够为盆地储气库建设提供坚实基础; ②提出了复杂盆地气藏的“十指标”选址体系, 建立了完善的储气库库址优选技术; ③形成了储气库建库运行七大特色技术, 健全了碳酸盐岩气藏建库主体技术系列; ④构建了国内首个储气库地质体、井、地面完整性管理评价技术体系, 保障了储气库安全稳定运行。结论认为, 为支撑国家天然气千亿立方米级“气大庆”建设, 提出了“中国西南储气能力”建设的概念, 其核心是以中国石油初步建成的企业级“西南储气中心”为基础, 走出单一油公司储气库建设模式, 建立政府主导协调、跨企业的储气库协同共建共享共营机制, 全面推动四川盆地整体储气能力建设, 保障国家天然气能源安全。

关键词: 中国西南储气能力; 四川盆地; 地下储气库; 复杂气藏条件; 选址; 完整性管理

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2024.02.001

Technical basis and development idea for the construction of "Gas Storage Capacity in Southwest China"

HU Yong¹, WANG Mengyu², LUO Yu², LI Longxin², PENG Xian², ZHAO Zihan²

(1. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Natural Gas Industry, Vol.44, No.2, p.1-13, 2/25/2024. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: In order to ensure national safe and stable supply of natural gas, the National Energy Administration launched the "Gas Daqing" construction project of 100 billion cubic meters level in the Sichuan-Chongqing area in 2019, which raises the Sichuan Basin's natural gas storage & peak shaving and strategic emergency supply guarantee capabilities to the national strategic safety level. During the "14th Five-Year Plan" period, CNPC has set the strategic goal of building a "Southwest China Gas Storage Center", has been actively tackling various technical difficulties in the construction of underground gas storage (UGS), and has preliminarily formed the construction pattern of "Southwest China Gas Storage Center". After analyzing the challenges to the UGS construction in the Sichuan Basin, this paper systematically summarizes CNPC's achievements in development planning, construction status and technological progress in the Sichuan Basin in the past 17 years, and points out the specific research direction for the construction of "Gas Storage Capacity in Southwest China". And the following research results are obtained. First, the Sichuan Basin is rich in natural gas resources, and there are complete pipeline network facilities interconnected with the national natural gas pipeline network, which can provide a solid foundation for the UGS construction in the Sichuan Basin. Second, a "ten-index" site selection system for complex gas reservoirs in the Sichuan Basin is formed, and complete UGS site selection technologies are established. Third, seven characteristic technologies for UGS construction and operation are formed, and the main technology series for rebuilding UGSs from carbonate gas reservoirs are improved. Fourth, the first domestic integrity management evaluation technology system of UGS geological body, well and surface is established, which ensures the safe and smooth operation of UGSs. In conclusion, to support the construction of the national "Gas Daqing" of 100 billion cubic meters level, this paper puts forward the concept of constructing "Gas Storage Capacity in Southwest China", the core of which is taking the enterprise-level "Southwest China Gas Storage Center" preliminarily built by PetroChina as the foundation to break out of the UGS construction mode of a single oil company and establish a government-led and coordinated, cross-enterprise UGS collaborative construction, sharing and co-operation mechanism, so as to promote the overall construction of gas storage capacities in the Sichuan Basin, and providing an assurance of the national natural gas energy security.

Keywords: Gas storage capacity in southwest China; Sichuan Basin; Underground gas storage; Complex gas reservoir conditions; Site selection; Integrity management

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科技专项“地下储气库高效建设与安全运行关键技术研究”(编号: 2022KT2303)。

作者简介: 胡勇, 1963年生, 正高级工程师, 本刊执行主编; 主要从事气田开发理论和应用方面的研究及管理工作。地址: (610051) 四川省成都市成华区府青路一段5号。ORCID: 0000-0001-6135-3713。E-mail: huyong@petrochina.com.cn

通信作者: 王梦雨, 1994年生, 工程师, 博士; 主要从事复杂油气渗流理论、储气库高速注采渗流理论研究与应用等方面的工作。地址: (610041) 四川省成都市高新区天府大道北段12号。ORCID: 0000-0002-6780-7496。E-mail: snmengyu@petrochina.com.cn

0 引言

在双碳目标驱动下,天然气作为一种高效的绿色能源,在能源转型中发挥着关键作用。储气库是保障天然气供应和季节调峰的重要手段,建设与天然气消费量相匹配的储气能力是天然气产业快速发展的必然^[1-2]。根据国际天然气联盟统计,全球已建成储气库共 689 座,总工作气量 $4\,165.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[3]。国际天然气市场通常划分为北美、南美、欧洲、独联体、中东、非洲和亚太等 7 大区域市场^[4]。除了非洲以外的 6 个地区均建有储气库,其中超过 2/3 的储气库集中分布在北美地区。储气库主要有枯竭油气藏型、含水层型、盐穴型和岩洞型 4 类,其中枯竭油气藏型储气库具有储集空间大、储气压力高的特点,其数量占全球储气库总数的 73% (2017 年 CEDIGAZ 数据),工作气量占储气库总工作气量的 80%,是最重要的储气库类型。

我国天然气表观消费量居世界第三,仅次于美国和俄罗斯^[5],随着我国能源消费结构战略性调整的推进,天然气年消费量近 10 年的年均增幅超过 12%,天然气消费呈现出季节用气波动大(峰谷差 1.00:1.71)、资源与市场距离远(最长相距 4 000 km)、进口气量比例高(对外依存度超过 40%)三大主要特点,储气库建设需求愈发紧迫^[6-7]。我国储气库的发展始于 20 世纪 90 年代,储气库类型主要以枯竭油气藏型和盐穴型为主^[8-9],其中气藏型储气库占比 80% 以上,四川盆地已建和在建储气库均为气藏型储气库^[10-11]。为保障国家天然气能源安全平稳供气,“十三五”以来,根据国家发展与改革委员会和能源局对天然气调峰能力建设的要求,结合区域天然气市场的现状及未来发展,中国石油天然气集团有限公司(以下简称中国石油)积极推进储气库建设,并于 2019 年初确定储气库专项规划,在全国形成包括西南、西北、中西部、东北、华北、中东部储气中心的 6 大储气中心,规划工作气量超过 $600.0 \times 10^8 \text{ m}^3$,截至 2022 年底已建成和在建储气库共 26 座。

四川盆地作为我国天然气主要产区之一,也是天然气储量主要增长区^[12-13],国家已经规划了西南地区建设千亿立方米“气大庆”战略,未来将肩负着保障川渝、江浙沪、皖南皖北等众多中部省份天然气供应的重任,在我国经济社会持续健康发展中扮演着极其重要的角色^[14]。但目前的矛盾是天然气消费市场存在明显的季节性、区域性差异,对天然气储气调峰和应急保供能力提出了很高要求,我国

西南地区没有大型的、系列的、足够工作气量的储气库群,以实现西南地区天然气储气调峰和应急保供功能,保障我国经济社会发展。从企业层面上看,当前中国石油已布局西南储气中心建设,在四川盆地已建成和在建储气库 6 座、前期评价库 1 座,初步形成企业级西南储气中心建设格局,走出了西南气区储气库整体保供的坚实一步,并奠定未来储气库发展的技术、资源和人才基础。中国石化四川盆地首个储气库也于 2022 年投产,开启了中国石化在四川盆地部署储气库的步伐^[15]。

面对国家能源保障的整体战略和四川盆地“气大庆”建设需求,西南地区区域级储气能力建设整体规划、协同发展应该成为共识,需要走出单一油公司完全独立的产供储销模式,推动立足四川盆地、具整体保供特点的“中国西南储气能力”建设,成为西南地区储气库建设中需要思考的重大问题,对满足国家能源需求、保障国家能源安全具有重要意义。中国石油在四川盆地近 17 年的储气库建设和运营,为川渝地区提供了重要保供支撑,可以为“中国西南储气能力”建设提供技术基础。但与快速发展的要求相比,储气能力建设仍面临技术深化、机制建立和政策支持的系列挑战。需要加大开展科研攻关力度,不断提升储气库建设水平和运行效益^[16]。同时建立跨企业的储气库建设、运营和共享机制,进一步加大政府政策支持和保障力度,才能更快推动“中国西南储气能力”建设取得更大成效。

1 四川盆地储气库建设挑战

四川盆地天然气总资源量达 $39.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$,居全国之首,是川渝地区天然气千亿立方米“气大庆”建设的基础,也是“中国西南储气能力”建设的主体所在,目前盆地矿权主要由中国石油和中国石化所拥有。由于盆地气藏类型多,碳酸盐岩气藏分布广泛,具有裂缝发育、非均质性强、地表地层条件复杂多样的特点^[17-24],而储气库大流量强注强采交变载荷工况要求苛刻,不仅导致圈闭密封性评价、有效库容量设计等气藏建库地质评价难度大,更对钻完井、地面注采工艺等工程建设和安全运行风险预警提出了特殊的技术要求,已有的盐穴型、油藏型等储气库建库经验无法直接应用推广,为盆地储气库建设带来巨大挑战。

1.1 四川盆地气藏非均质性强,建库地质评价难度大

四川盆地是大型叠合盆地,气藏以碳酸盐岩气

藏为主,普遍具有“三多三低三高”的特征^[25-30],因此,储气库设计过程中甜点区识别、有效孔隙空间评价和注采井部署等关键地质难题挑战大^[31-32]。

“三多”是四川盆地主要的沉积特征:①层系多,震旦系—侏罗系已获30套工业油气层系;②类型多,储层类型多、气藏类型多、气质类型多样;③领域多,既有陆相也有海相,既有常规气也有非常规气,国家自然资源部资源评价结果显示,四川盆地天然气总资源量达 $39.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$,已获探明储量 $4.71 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。丰富的气藏类型和分布使得四川盆地具备广阔的勘探和立体开发优势,但也显著提高了建库库址优选的复杂程度,增加了气藏建库评价进程的曲折性和不确定性。

“三低”是四川盆地气藏储层主要特征:①低孔隙度,碳酸盐岩储层平均孔隙度3%左右,碎屑岩储层平均孔隙度5%左右;②低渗透率,碳酸盐岩储层平均渗透率大部分小于1.0 mD,碎屑岩储层平均渗透率普遍小于0.1 mD;③低丰度,除部分石炭系、礁滩以及磨溪龙王庙组气藏储量丰度较大外,一般气藏储量丰度为 $(2.0 \sim 3.0) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。“三低”特点决定了大部分资源品位低,库容动用和提高单井注采能力的难度大,必须突破建库设计技术瓶颈,明确高速注采条件下储层渗流特征和库容动用特征,才能实现储气库库容参数科学设计。

“三高”是指四川盆地气藏具有高温、高压和高含硫的特点^[33-34],气藏温度普遍介于 $80 \sim 120 \text{ }^\circ\text{C}$,最高达 $186 \text{ }^\circ\text{C}$;地层压力一般介于 $40 \sim 70 \text{ MPa}$,最高达 139 MPa ;碳酸盐岩普遍含硫化氢,部分为高含硫气藏(含硫化氢 $30 \sim 493 \text{ g/m}^3$)。“三高”特点增大了井工程、地面工程建设和管理的难度,增加了天然气处理的工艺环节^[35],增大了实现安全清洁建库的技术难度和投入,对储气库建设运营提出了较大挑战。

1.2 地表地层条件复杂,钻完井工艺要求高

储气库井既是注气井又是采气井,与气藏开发井有显著区别,每年均需要反复快速注采,在用气期须在120 d内采出储气库一半的储量,是气藏开发采气速度的25~30倍,四川盆地气藏气井产能较高,储气库井需长期面临高压大产量工况和交变载荷的影响,因此对井身结构、固井质量要求更高。

四川盆地碳酸盐岩气藏大多裂缝发育,实钻过程中亏空层多,要求低压钻井且保障气井大产量,所以钻井安全和防漏矛盾大,钻完井工程实施难度大、要求高^[36]。以相国寺储气库为例,气库属高陡狭长复杂构造,主体部位嘉陵江及以上地层在钻井过程

中易发生恶性井漏;库区内废弃和正在开采的煤矿、石膏矿多,钻井井眼控制难度大;嘉一段—石炭系有多个气显示层,且压力系数极低(0.1~0.2);龙潭组、梁山组地层极易垮塌,井眼稳定性差;为扩大单井注采气量采用水平井、大尺寸水平井,以及为确保库区内煤矿及石膏矿开采安全而采取库区外大位移水平井等井型设计,其轨迹控制点已不局限于储层地质目标A、B靶的控制,还必须控制轨迹近过采空低压区、远离对完整性有影响的断层等。

四川盆地是天然气老生产基地,老井处置复杂。库区内存在较多气藏开发过程中布置的各类探井、生产井及观察井,受生产及气藏流体综合作用^[37],该类老井完整性不断降低,井口、井内套管质量、固井质量下降等井下复杂情况伴随而生。而储气库的注采运行导致地层压力反复升降,更易对老井产生影响从而发生泄漏等事故。从国外储气库运行经验来看,截至2015年,国外油气藏储气库井的事故发生比例最高,占比为60%^[38]。因此,在建库之前,如不采取合理有效的方法处理这些老井,将无法保证储气库的整体密封性,甚至导致储气库整体失效,造成重大的生命及财产损失,老井处理结果好坏会直接影响储气库建设。

1.3 运行工况多样,地面工程设计建设难度大

储气库须具备气体“注得进、采得出、存得住”以及短期高产、高低压往复变化、长期使用的特点,以相国寺储气库为例,运行要求满足季节调峰、事故应急供气、战略应急供气的特性,使其最大注气量、季节调峰采气量和最大应急采气量的范围为 $(1\,000 \sim 4\,000) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,因而储气库总体布局、管网优化、注采工艺、集输工艺及材料的选择均要求有较广泛的适应性。

同时四川盆地气藏大多地理环境复杂,周边植被茂密、环境敏感,沿线附近煤矿资源丰富,尤其位于川东地区的储气库,地表沟壑纵横,落差大。工程环保、智能化要求不断提高,给地面工程设计提出了新的挑战,增大了储气库地面工程的设计和建设难度。

2 中国石油“西南储气中心”发展规划与建设现状

“十四五”期间中国石油对四川盆地规划了上产 $500.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的目标,为提升天然气供应保障能力,进一步完善天然气产供储销体系,保障用气安全,新建储气库势在必行。因此,中国石油经过多轮论证

和筛选,按照 $153.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 工作气量规划部署储气库建设,确保建成西南百亿立方米储气中心。

2.1 盆地资源丰富位置优越,西南百亿立方米储气中心已初具雏形

“西南储气中心”建设具有三大坚实基础:①四川盆地是我国主要天然气生产基地,“十三五”末已建成 $300.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 大气区;②四川盆地天然气开发利用时间早,枯竭型气藏数量众多,50%气藏处于开发中后期且类型多样,为储气库选址建库提供了有利条件;③四川盆地地理位置邻近消费市场,天然气管网完善,与全国天然气管网互连互通,具有管道共 $4.2 \times 10^4 \text{ km}$,天然气年输配能力超过 $400.0 \times 10^8 \text{ m}^3$,出川天然气年外输能力超过 $128.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

基于上述建库条件,中国石油明确了西南储气中心“单体库—库群—战略库”的建设发展路径,近期目标是依托相国寺储气库,探索提压增量、监测体系完善和智能化储气库建设,加快完成规划库建设(黄草峡、铜锣峡、牟家坪、老翁场、万顺场),预计形成库容量超过 $215.0 \times 10^8 \text{ m}^3$,工作气量超过 $108.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,力争2025年建成超过 $43.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 工作气量(表1);中期目标是均衡四川盆地天然气应急调峰能力分布,优化储气库运行方式,组建川南牟老储气库群、川东储气库群,实现气田开发—储气库注采的联动优化,同时实现大气量、跨区域注采生产联动;远期目标是开展中坝储气库建设,实现四川储气中心调峰—应急全域联动,保障我国天然气安全平稳供应。

表1 中国石油四川盆地储气库统计表 单位: 10^8 m^3

类型	储气库	库容量	垫底气量	工作气量	“十四五”末 工作气量
投运	相国寺	45.0	19.0	26.0	26.0
在建	铜锣峡	13.8	4.6	9.2	7.3
在建	黄草峡	18.4	9.1	9.3	8.5
新建	牟家坪	27.0	15.0	12.0	2.0
新建	老翁场	40.0	21.0	19.0	—
新建	万顺场	71.0	38.0	33.0	—
前期评价	中坝	95.0	50.0	45.0	—

2.2 “西南储气中心”加快建设势态良好,6座储气库建库工作全面展开

根据“完善一批、建设一批、准备一批”的总体思路,截至2022年,“西南储气中心”已形成扩容运行库1座(相国寺)、在建储气库5座(黄草峡、

铜锣峡、牟家坪、老翁场、万顺场)、前期评价库1座(中坝)的良好发展态势,正处于高速建设期。

2.2.1 相国寺储气库不断优化运行效益,持续打造国内标杆

相国寺储气库为西南地区首座储气库,位于重庆市渝北区,定位为中卫—贵阳联络线和川渝地区的天然气季节调峰、事故应急。相国寺储气库自2010年项目启动,于2013年6月开始注气,历时8年经历试注采气、逐步达容、扩容达产3个阶段,建成我国运行效率最高、经营效益最好的储气库。2021年,相国寺储气库启动扩压增量工程,截至2023年底,运行压力区间将从 $13.2 \sim 28.0 \text{ MPa}$ 扩大到 $11.6 \sim 30.0 \text{ MPa}$,工作气量由 $22.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 提升至 $26.0 \times 10^8 \text{ m}^3$,实现最大调峰能力从 $2\,855 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 到 $3\,800 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的跨越。相国寺储气库的库容转化率高达58%,为全国储气库平均库容转化率的1.5倍,采气期平均单井采气量达 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,为全国储气库调峰期平均单井采气量的1.6倍。相国寺储气库正有序推进扩压增量工程,持续打造国内标杆储气库。

2.2.2 高效编制“两峡”储气库初设方案,奋力推进工程建设进度

铜锣峡储气库位于重庆市渝北区境内,定位于满足川渝地区季节调峰、事故应急供气、战略应急供气的需求。项目于2020年11月启动,铜4井区正式成为四川盆地第二批建设的储气库。同年12月,启动黄草峡储气库项目建设。黄草峡储气库位于重庆市长寿、涪陵区境内,作为四川盆地首轮地下储气库筛选的备选库址,是“十四五”期间建设“西南储气中心”的重要组成部分,也是西南首批纳入合资运营储气设施,与铜锣峡储气库可研初设基本同时间完成。铜锣峡储气库设计库容量 $13.8 \times 10^8 \text{ m}^3$,工作气量 $9.2 \times 10^8 \text{ m}^3$,最大调峰采气量 $1\,380 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,黄草峡储气库设计库容量 $18.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,工作气量 $9.3 \times 10^8 \text{ m}^3$,最大调峰采气量 $1\,500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2.2.3 加快实施“牟老储气库群”先导试验和可研编制,着力解决缝洞建库关键难题

牟家坪、老翁场储气库位于四川省宜宾市和长宁县内,紧邻页岩气产区,定位为蜀南地区储气库群,为川渝地区进行供气。项目于2018年启动,为我国首个缝洞型碳酸盐岩气藏改建储气库,气藏为岩溶缝洞型储层、非均质性强、单井产能差异大,具有建库挑战大,效益高的特点。目前牟家坪储气库累计注气井2口,累计注气 $8\,711 \times 10^4 \text{ m}^3$,老翁场储

气库注气井2口,累计注气 $3\,672\times 10^4\text{ m}^3$,现已完成三维地震连片采集 220 km^2 ,完钻先导试验井1口,正钻井1口,开展试井8井次。

2.2.4 创新有水气藏建库设计方法,推进万顺场储气库可研编制

万顺场气田位于重庆市万州区和忠县境内,项目于2020年启动,是四川盆地首座有水气藏建库。建库石炭系气藏具有低孔隙度、中低渗透率、单井产能差异大、气水分布关系复杂和局部水侵较活跃等特点,该类气藏改建储气库的建库模式、建库关键指标设计等与无水气藏有明显差别。因此,需在对气藏气水分布关系精细刻画的基础上,充分论证储气库高速、往复注采条件下水对注采能力、有效库容的影响,形成有水气藏建库设计方法,为类似气藏建库提供有效指导。

2.2.5 积极开展在产气田选址指标优化,探索生产调节气田建设模式

四川盆地已规划储气库主要集中在盆地东、南部,盆地西北部至成都平原周边,仍缺少天然气调控保障基础设施。为实现区域冬夏季的应急调度和调峰储备,丰富储气库运营模式,中国石油加快储气能力建设的战略部署,积极开展在产气田改建储气库选址工作,优选出江油市境内中坝气田须二气藏建设生产调节储气库,该气藏于2019年完成了改建储气库前期评价,认为气藏具备建库条件,目前初步评价库容量 $95.0\times 10^8\text{ m}^3$,工作气量 $45.0\times 10^8\text{ m}^3$ 。

3 中国石油“西南储气中心”建设与运行技术进展

中国石油秉承着“三高四优”的设计理念,即高效率利用地下孔隙空间,合理选址,形成大吞大吐的调峰保供能力;高效能设计施工,地面地下整体优化设计和施工,确保储气库科学高效建设;高效益长期安全运行,构建储气库完整性管理体系,保障储气库有质量、有效益、可持续发展运行;最终实现设计优、建设优、管理优和运行优的总体建库目标。

结合四川盆地天然气开发的丰富经验,中国石油在落实西南百亿储气中心建设规划,快速形成储气库工作气量的过程中,取得了不同功能储气库选址、地质评价、关键参数设计和工程建设等方面的显著成果。这些技术成果可以成为未来“中国西南储气能力”建设的技术基础。

3.1 不断总结储气库建设运行经验,发展储气库库址优选技术

3.1.1 四轮选址不断优化,形成“十指标”选址标准体系

2006年起,中国石油启动四川盆地枯竭气藏储气库选址评价工作,至2018年已先后完成四轮盆地库址优选,除已建和在建储气库,共优选13个目标可作为下一步工作备选。在完成4轮选址工作的过程中,中国石油不断总结经验,首轮选址以调研借鉴国内外储气库选址经验为主,以探索性为目的,在四川盆地东部地区初选9个气藏;第二轮选址以解决区域调峰为目的,将裂缝型气藏纳入备选目标;第三轮选址以初步建立的“十指标体系”为依据,开展了全盆地气藏普选;第四轮选址,依据储气库运行经验和国家环保法规要求,进一步完善储气库选址指标体系。通过四轮选址不断论证优化,形成包括构造、储层、流体、工艺、地面5大方面的“十指标”选址体系标准(图1),选出了4大矿区、5个层位、3种类型的气藏,库址目标共13个,共计库容 $815.0\times 10^8\text{ m}^3$ 。同时建立了地质评价与老井井况相结合、地质目标与地面条件相匹配、气源与消费市场协同的“三位一体”库址优选模式,提出了“构造为主、裂缝性探索”选址思路,即构造气藏相对均质、规模大、调峰保供能力强优先建库,裂缝气藏单井产能高、埋藏浅、数量多可探索建库,从而扩大选址范围。

3.1.2 开展生产调节型在产气田选址,逐渐完善定量指标库址优选体系

2020年,中国石油在四川盆地完成首轮在产气田改建储气库库址筛选工作,主要取得以下进展:在四川盆地枯竭气藏改建储气库筛选指标的基础上,对比分析枯竭气藏与在产气藏改建储气库差异,形成在产气田改建储气库选址指标体系,并建立相应标准;同时建立在产气藏特征参数库,以“地理上不过分集中、生产状态较优”为原则,优选出8个备选目标气藏;完成目标气藏改建储气库影响总体评价,通过优选层次分析数学排序方法,对气藏建库目标进行排序,提出了3个气藏作为在产气藏改建储气库的优先目标。

中国石油历经14年不断探索总结储气库选址评价指标体系,经过四轮四川盆地枯竭气藏选址和一轮在产气田选址评价,选址目标不断细化,选址条件逐步向量化发展,现已形成了分级分类的在产气田库址优选体系。

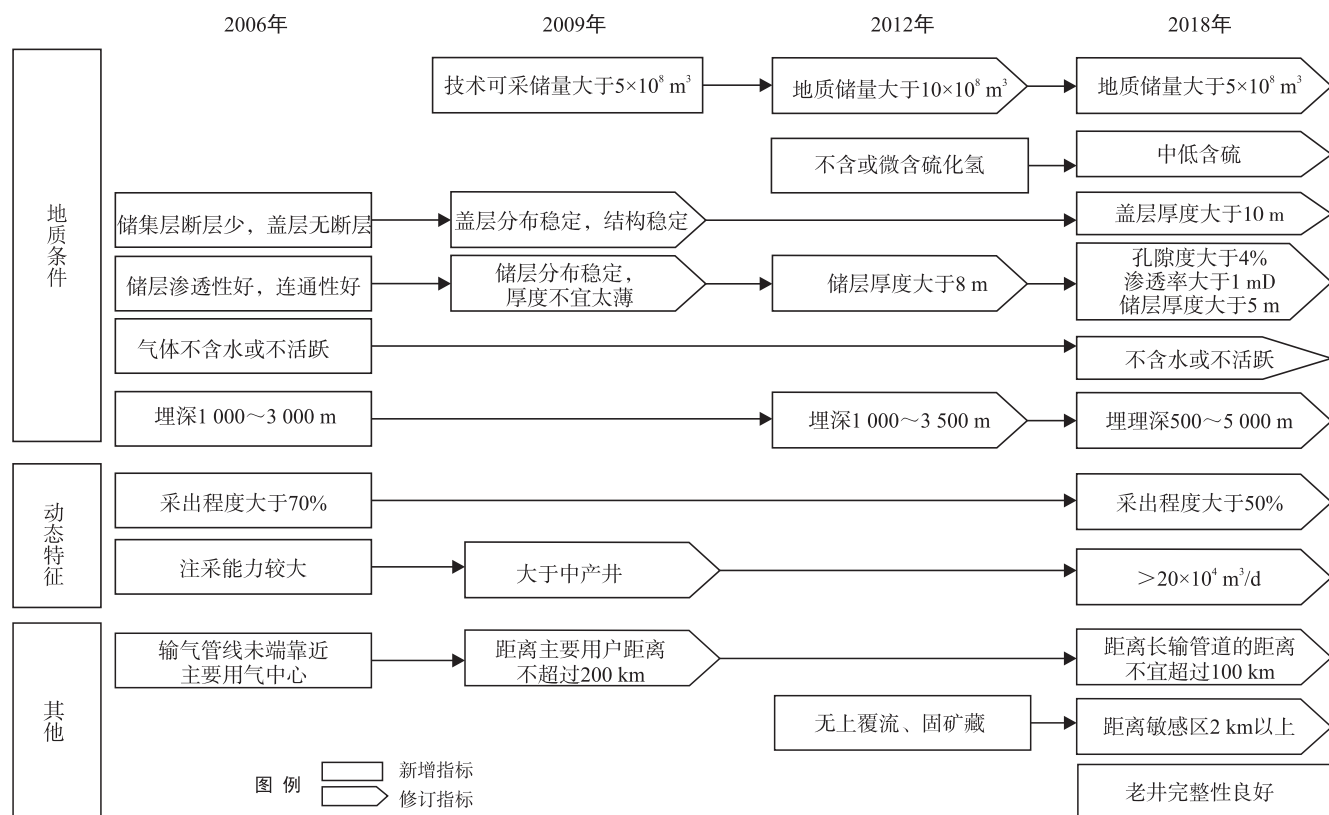


图1 四川盆地枯竭气藏库址优选指标演变图

3.2 完善碳酸盐岩气藏建库主体技术系列, 形成储气库七大特色技术

中国石油在建成西南地区首座相国寺储气库和不断创新建设其他储气库的过程中, 针对建库过程中, 气藏地质条件复杂、类型多样和储气库特有的大工况强交变注采运行的特点, 不断探索研究, 成功攻关了七项重要技术难题, 创新形成储气库七大特色技术, 为后续储气库科学高效设计提供基础。

3.2.1 全过程优化三维地震采集解释, 精细刻画储集地质体

三维地震处理解释成果是建库地质评价的重要基础资料, 而盆地内储量适中、物性较好的裂缝—孔隙性整装气藏主要集中在川东高陡构造带, 因此, 中国石油着力攻关高陡构造薄储层地震采集解释难题。采集上, 形成高覆盖、小面元 ($20 \text{ m} \times 20 \text{ m}$)、宽方位的全山地三维地震采集技术, 成功克服地表障碍多的难题, 提高成像品质, 为超薄储层精细刻画提供精确数据 (图2); 处理解释上, 通过高精度三维叠前时间偏移和变速成图技术, 落实构造细节、高点位置、断层纵横向展布等, 实现了储气层深度预测相对误差由行业标准 1.00% 降至 0.02%~0.27%, 同时采用相面法、振幅属性提取对石炭系及缺失区

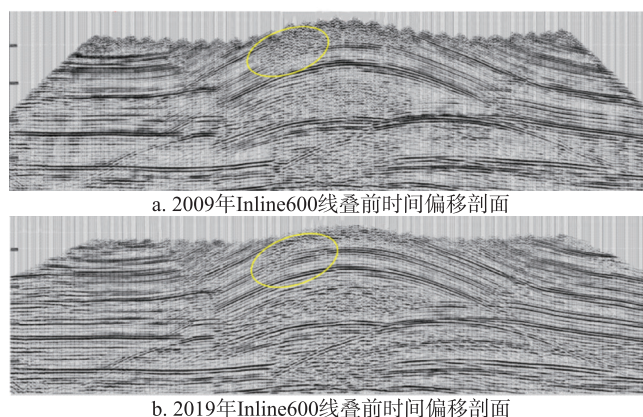


图2 相国寺储气库叠前时间偏移剖面对比图

进行预测, 实现了厚度 6~8 m 薄储层的有效预测。最终成功实现高信噪比采集、高精度构造解释和薄储层精细刻画, 有效指导储气库三维精细地质建模、建库方案编制和钻井施工^[39]。

3.2.2 高强度注采能力评价技术, 指导井型优选和配产配注

储气库注采具有大吞大吐的特点, 实际注采显示传统等温渗流理论不完全适用储气库单井注采能力评价。一方面, 在单井注采气量超过 $200 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时, 储层温度变化可超过 50℃, 温度变化对单井注采能

力影响不能忽视；另一方面，往复注采过程中由于井底污染程度不同造成井底表皮系数变化较大。实际生产中难以对每口注采井进行产量温度实测，因此，科研人员基于考虑不同注采周期中储层温度与井底污染程度的非等温、非对称变化特征，通过储气库不同井型注采井井筒温度、压力与流体耦合模拟计算，修正温度和表皮系数等参数，建立定向井、水平井非稳态和拟稳态注采能力评价模型，首次形成气藏型储气库注采井非等温、非对称注采能力评价技术，提升储气库注采能力评价精度，计算结果与实际产能符合率超过 95%，为储气库调峰能力准确预测及注采方案持续优化提供有力技术保障。

3.2.3 地质体稳定性监测技术，确保注采交变运行地质体封闭性

国外储气库安全失控曾造成重大财产损失和人员伤亡，而四川盆地环境敏感、人居稠密，对储气库运行本质安全要求更苛刻。为此，中国石油不断引进新技术、新工艺，并在储气库建库运行过程中不断探索、研究和总结安全风险评估方法，逐步形成了“点面体结合、空天地一体”的监测体系设计方法，提出了以“断层开启、盖层失效、储层库容动用”为重点的监测体系技术架构。从资料录取开始，不断完善细化储气库不同建设运行阶段的资料录取要求，保障全面充足的获得基础资料。动态监测过程中，实时监测压力温度的“两场两变化”，实现内部运行

动态和圈闭完整性分析评价；进行试井方案设计，实现多周期注采后不同注采井渗流特征及不同构造位置均衡注采的评价和预测。技术上，积极引入各种先进的监测手段，如微地震监测、DAS/DTS 光纤监测、地质力学评价、微重力探测、微形变遥感监测等，不断提高储气库注采交变运行过程中地质体完整性的监测维度和精度。

3.2.4 老井再利用评价体系，为储气库老井利用提供工程依据

四川盆地建库气藏多为开发中后期枯竭气藏，老井使用年限长，井况条件复杂，老井处理效果优劣会直接影响储气库建设。但储气库老井再利用评价存在技术空白，中国石油借鉴“三高”气藏开发的井完整性管理与评价标准，不断总结储气库建设运行中老井处理的经验，逐步完善形成了四川盆地老井再利用评价体系，以确保井筒质量为基础，综合考虑固井质量、套管腐蚀、井身结构、井筒复杂性这 4 项影响因素，进一步研究交变载荷下水泥环失效风险、套管剩余强度等指标，筛选其中 12 项指标作为再利用的评价依据。同时根据各指标对老井再利用的影响程度，建立采气井、排液井、监测井和试注井的再利用指标分类选型方法，形成老井处置评价流程及选型图版（图 3、4），满足老井分类再利用的工程选井需求，实现老井再利用实用、有效的适应性评价。

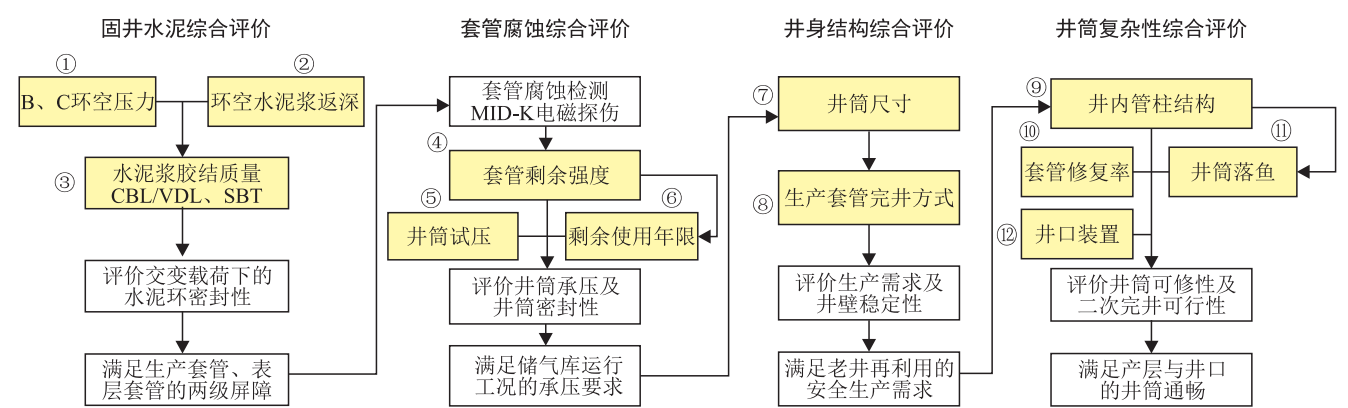


图 3 老井评价指标体系图

3.2.5 低压复杂地质条件钻井评价技术，指导枯竭性储气库安全快速钻进

四川盆地建库以枯竭气藏为主，其周边环境、地质条件复杂，钻井过程中容易遇到煤矿开采巷道、采空区与断层，低压采空地层压力系数低至 0.1。中国石油为防漏堵漏，提出了水平井井眼评价分析技

术，优化气体钻井方式和堵漏材料的个性化评价方案，形成分层精细防漏堵漏适应性评价技术，井深 70 m 处大井眼定向作业水平位移达 1 800 m，地层承压能力由 0.20 g/m³ 提高到 1.40 g/m³。同时形成超低压储层保护与评价技术，采用低密度磺化和可逆向解堵的超细碳酸钙钻井液，钻井液处理剂和钻井完

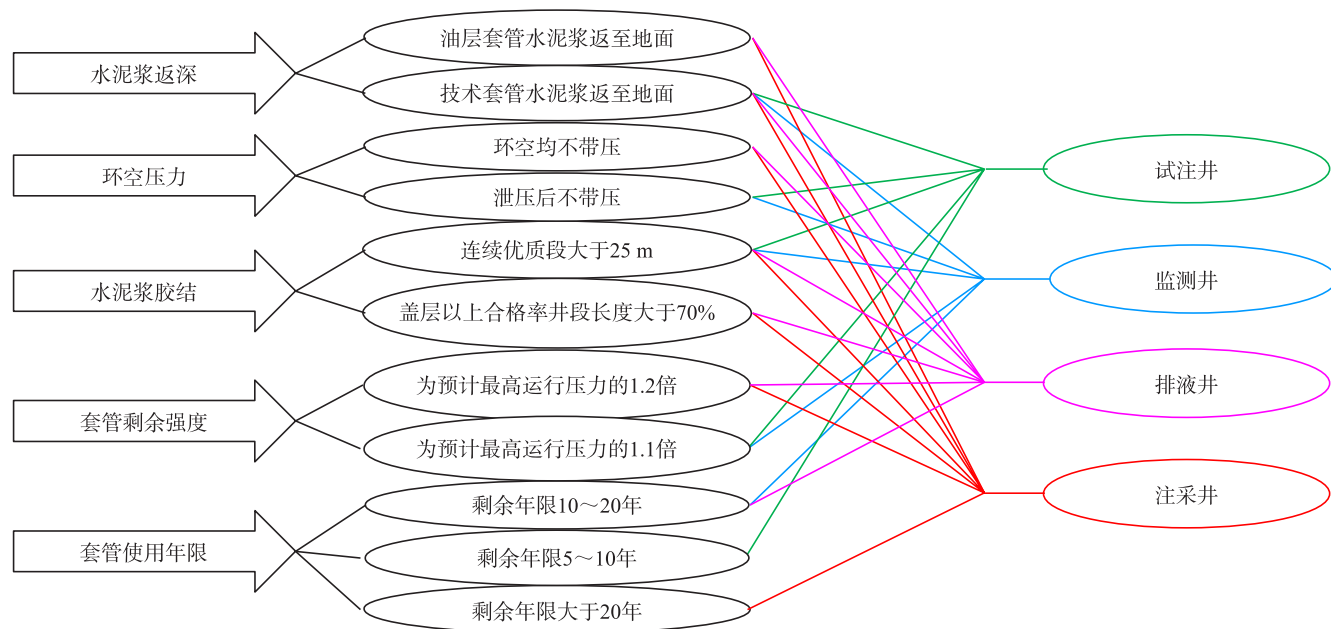


图 4 老井再利用选型图

井液体系与地层水配伍性好,成功避免石炭系气藏储层潜在损害,最终在储层实钻中未发现明显井漏,注采井测试产量高于相同地层压力条件下老井日均产气量。

3.2.6 大尺寸井身结构和防气窜水泥浆固井技术,有效提高单井注采能力

针对盆地建库气藏裂缝发育、储层超低压,钻完井工程实施难度大的特点,优化大尺寸水平井井眼轨迹,充分考虑各层位地质风险,合理优化五开五完井身结构,套管尺寸相应放大一级,满足大尺寸注采井管柱要求,优选 $\varnothing 177.8$ mm 油管作为大尺寸注采井主体管柱,注采能力是 $\varnothing 114.3$ mm 油管的 3~5 倍,有效提升单井的注采能力,实现了少井多采。同时攻关形成了两项钻完井工程新技术:①优选关键性外加剂,形成特色韧性防气窜水泥浆体系,在温度和压力的巨大交替变化下,确保了水泥环长期密封效果;②应用预应力固井技术,增加水泥石早期强度、降低孔隙度,减弱套管伸缩扩张带来的微间隙,提高固井胶结质量和水泥环的密封性。优化固井工艺后平均固井合格率、优质率同比提高 10.17%、18.1%;相国寺储气库经过“十注九采”,B、C 环空均未出现带压情况。

3.2.7 地面工程设计技术,打造低碳环保绿色储气库

针对建库气藏地面环境复杂的难题,中国石油创新采用 3 项新技术,助力实现地面工程的科学化设计。首次在国内采用一体化调峰设计创新技术,

确定储气库系统应急注气能力和关键控制点,最大化地利用现有库容增加工作气量;采取“注采同管+注采异管”相结合的注采集输管网技术,以适应大流量对管道的特殊要求,减少了对大口径高压管材需求;采用“三维”设计技术,实现集注站模块化、典型化、精细化三维设计,注采井场采用标准化、橇装化三维设计,缩短设计周期 20% 以上,实现储气库地面工程“优质、高效”设计。同时采用矩阵消声器降噪、低温分离脱水工艺、引进大功率电驱压缩机组为创新建设低碳、环保的绿色储气库提供技术保障。

3.3 探索建立标准化程序管理体系,强化储气库完整性管理

储气库完整性指储气库地质体、井和地面设施处于功能完整、风险受控、安全可靠的服役状态。为保证储气库完整性,中国石油在国内首次开展储气库完整性管理体系建设,形成储气库完整性关键要素执行标准导则、完整性管理执行标准对比分析、储气库完整性管理手册框架,同时完成了地质体、储气库井和地面系统 3 个专业的储气库完整性体系文件,为保障储气库完整性提供坚实基础。

3.3.1 加强动态监测,深化储气库运行特征评价

动态监测体系是储气库完整性管理的重要组成部分,中国石油不断积累建库经验,形成储气库动态分析机制和方法,建立了“日分析+周分析+月分析+注采周期专项分析+年分析+专题动态分析”常态

化分析制度,分析、研讨技术难题,实现储气库高效安全运行;建立了数值模拟跟踪分析方法,利用气藏、井筒数值模拟耦合模型,高精度拟合预测关键运行参数,较传统方法提高近3%。最终形成注采能力评价、库存分析评价、圈闭动态密封性综合评价技术,实现掌握全生命周期气库、气井运行动态,不断加深对气库运行动态特征及运行规律认识,完善优化注采方案,为生产运行提供科学依据。

中国石油提出了储气库“点面体,空天地”立体监测模式,逐步健全“地质体—井筒—地面管道与站场”全方位风险监测及评价体系,形成分析预警、动态评估制度,针对潜在风险落实管控措施,保障储气库高强度往复注采的运行安全。

3.3.2 立体多方式监控体系,确保地质体完整性实时监测

为保障储气库地质体完整性,中国石油首次提出了“数据录取、风险识别、完整性监测、密封性评价、风险处置”五步循环法地质体完整性管理工作流程。利用永置式光纤和周期动态监测实现“两场两变化”常态化监测,并不断引入地质力学评价、微地震、DTS/DAS等新技术新方法,建立地质体立体监测网。建立了储气库四维地质力学模型及微地震监测系统,通过圈闭完整性和力学稳定性分析,持续开展常规监测,积极引入新技术、新方法,实现地质体完整管理“由点到面全覆盖,静动结合成体系”,确保储气库地质体完整性的实时监测。

3.3.3 升级井完整性管理模式,确保井全生命周期风险受控

井完整性管理包括井完整性检测、评价和生产管控。目前形成了全井筒屏障检测技术系列,中国石油制定了常态化完整性检测制度,包括新投产井建立腐蚀基线,后每3~4年检测1次,异常环空带压气井开展压力测试和漏点检测,并制定了井口检测和环空带压测试标准流程。同时形成了132个量化指标的注采井风险量化评价技术,依据评价结果开展井分级管理,形成企业标准并建立注采井环空压力管理图版。最后建立了“五位一体”井完整性管控模式,围绕“屏障维护、实时监控、异常诊断、风险评估、分级管理”开展生产管控。升级井完整性管理模式实现了生产阶段完整性评价量化,完整性检测技术系列化、制度化,分级完整性管理全覆盖,持续强化井全生命周期的完整性管理。

3.3.4 强化全流程检测评价,保障地面系统安全受控

地面系统完整性评价以“五步循环法”为主线,依靠完整性管理年度计划和完整性管理手册指导各项工作开展,通过内部审核方式进行评价考核。以相国寺储气库为例,对于场站完整性评价,开展RCM、SIL评价,确保满足安全要求;每年开展2次设备维保及自控测试,设备完好率达99.9%;推广应用压缩机在线监测及故障诊断系统,实现预防性检维修。对于管道完整性评价,确保高后果区管段无高风险区;进行外防腐层检测及修复,确保阴保有效率达100%;应用卫星遥测InSAR技术创新识别地灾风险,精度达毫米级,达到了管道零失效,站场风险可控的目标。

4 “中国西南储气能力”建设下一步技术攻关方向及思考

为保障国家天然气能源平稳供应,2019年,国家能源局启动了四川盆地千亿立方米天然气产能建设专项规划编制工作。力争到2025年,川渝天然气(页岩气)产量达 $630 \times 10^8 \text{ m}^3$;到2035年,建成中国第一个千亿立方米级天然气生产基地。四川、重庆两地正着眼四川盆地全局,统筹各大油气田,计划总投资近9900亿元的20个重大能源项目正在加速落地。千亿立方米“气大庆”建设必须要有相匹配的储气能力作为稳定供气 and 季节调峰的保障,靠不同油公司各自为阵很难实现整体供销平衡,建设高效和具有一体化机制的“中国西南储气能力”成为必然选择。针对四川盆地复杂的地质特征,进一步加强储气库的科学高效建设,优化储气库安全运营能力,建设政府主导的企业与企业、企业与政府合作共建、协同共赢、跨企业和跨地域的天然气储气运营中心,是“中国西南储气能力”建设的攻关和改革方向。

4.1 储气库建设技术下一步攻关方向

“中国西南储气能力”建设可在中国石油“西南储气中心”技术基础上,进一步紧密结合四川盆地气藏特点,开展针对性的气藏型储气库评价、选址及建设技术深化攻关,并要在运行上持续科学优化。需不断突破基础理论研究,在此基础上多专业融合,引入新工艺、新技术保障储气库高效建设,同时积极加快储气库数字化、智能化转型,提高应急响应能力,保障储气库高效率建设与高效益运行。

4.1.1 着力攻关含硫、水侵及缝洞型气藏建库关键技术瓶颈, 支撑新储气库高效科学设计

总体上, 在储气库评价设计方面, 重点攻关高速注采条件下可动孔隙空间描述和库容评价方法, 提高建库关键参数设计水平; 在封闭性评价方面, 重点攻关断层垂向封闭性评价方法和断层岩石弹性参数测试实验技术, 提高地质体封闭性评价可靠性; 在完整性管理方面, 重点攻关微地震监测网络设计和微地震事件解释技术, 并持续引进新的监测手段, 提高储气库监测体系效率, 实现地质体的全面监测。

针对四川盆地气藏复杂多样特点, 明确复杂气藏注采渗流机理是支撑储气库优化运行基础, 不同类型气藏优化运行需攻关不同方向的关键技术问题: ①含硫气藏改建储气库运行过程中, 硫化氢和净化气混合机理, 储气库多周期注采硫化氢变化规律和预测方法需要进一步攻关, 开展硫化氢扩散及淘洗机理实验、多库配套现场酸性气体定期连续取样及现场测试, 攻关酸性气体含量变化预测技术, 优化淘洗方式, 提高淘洗效率; ②对于水侵活跃的非均质气藏, 建库后高速注采过程气水交互驱替渗流规律和不同注采条件下不同类型不同区带储层孔隙空间动用特征需要进一步明确, 从而支撑水侵气藏储气库库容参数评估及井型井网优化; ③孔缝洞发育气藏, 需要明确高速注采条件下, 高渗缝洞体和低渗基质间的渗流机理及库容动用特征, 攻关三重介质物理模拟和数值模拟方法, 定量表征渗流滞后效应, 为优化调峰曲线提供支撑。

4.1.2 研发钻完井及地面工程新技术, 助力实现储气库高效建设

四川盆地茅口组缝洞发育, 非均质性强, 储层压力亏空且含硫化氢, 钻完井过程井漏频繁发生, 钻井周期偏长导致建库成本较高, 且漏失段伤害程度不清, 后期储层均匀改造难度大, 需要进一步开展缝洞型低压含硫储层优快钻井关键技术研究; 储气库要在开发中后期的老气田进行建设, 待建储气库区域上老井众多, 为进一步规范化利用老井以降低成本, 开展老井再利用量化评价方法技术攻关, 以科学有效地提高老井利用率; 积极加快地面工程智能化建设, 打造节能环保绿色储气库。

4.1.3 加快储气库数字化、智能化转型, 打造国内一流储气库

围绕“专业协同、生产优化、安全管控、基础设施提升”四大智能场景, 中国石油启动国内首座智

能化储气库建设, 将着力打造储气库“地下地面全透明管控能力、设备设施全生命周期管控能力、现场全过程监控能力、业务应用一体化协同能力、应急抢险全天候保障能力、风险全方位预测预防能力”六大管控能力, 形成以“全面感知、自动操控、智能预测、持续优化”为特征的国内一流智能化储气库。

4.2 “中国西南储气能力”建设机制思考

“中国西南储气能力”建设本质上是统筹中国西南地区天然气产供储销体系的一体化、互联互通, 为西南地区能源保障提供更高效强大的保供能力, 这是国家能源安全保障的重要体现。要实现这一目标, 仅靠单一油公司企业是很难实现的, 需要政府的总体协调, 需要企业与企业协作、政府与企业合作, 整体协同发展。以“中国西南储气能力”建设为目标, 创新企业间、企业与政府间共建共享合作机制, 建立灵活的储气库多库联动营运机制, 才能不断提升西南地区天然气产供储销整体实力。

4.2.1 形成一体化的技术、管理共享机制, 保障储气库安全高效运行

“技术”和“管理”协同发展, 不断强化储气库本质安全堤坝。在技术上, 加强企业间联合技术创新和资源、资料共享, 加强资料分析和不同监测数据的信息融合, 挖掘现有监测数据潜在信息; 同时, 不断引进微重力、遥感云图等新的监测方法, 逐步构建“空—天—地”多维全时监测体系。管理上, 持续学习国内外储气库完整性管理做法要求, 不断总结储气库完整性管理经验, 以新技术、新资料的运用为动力, 加快建立“标准—程序文件—管理手册”多重约束的跨企业标准化操作流程, 为不同企业储气库业务协同发展提供技术与思路上的借鉴。

4.2.2 探索四川盆地多库联动运营模式, 保障国家能源安全与应急需求

四川盆地是传统天然气产区, 天然气产量接近全国 1/3。近年来为提升清洁能源供应能力, 中国石油与中国石化在西南地区协作大力提升油气勘探开发力度, 西南地区天然气管网与国家管网互连互通, 四川盆地储气库向京津冀、东部等地区应急供气成为了常态, 形成了跨企业协作的良好开端。要持续满足天然气高效保障需求, 大气田与储气库、各储气库之间的协调运行需求日益紧迫。

随着中国石化在四川盆地储气库建设的全面启动, 未来四川盆地储气库建设主体将持续增加。为提升储气库整体调峰保供能力和经营运行效益, 需

加强三大油公司及地方企业储气能力的合作共建、互联互通,用更少的资源发挥更优的储气供气能力,将单个储气库统筹为一个或多个储气库群运营,同时考虑气田生产和储气库运行、不同企业的储气库、同企业的不同储气库,探索跨区域跨权属的多库联动运营模式。盆地储气库建设运营企业应互相包容、互联互通,探索建立统一的储气保供运营标准和模式,形成“共享储气库,共通一张网”的合作共享模式,更大程度的节约资源,打造包容性、拓展性、联动性的“中国西南储气能力”,提升地方经济社会发展能源保障能力。川渝天然气千亿立方米产能基地和“中国西南储气能力”的建成,将在全国天然气保障中发挥出更加重要的“压舱石”作用,也可以在全国树立一个企业整体发展升级的典范,有力助推全国能源结构调整和碳达峰、碳中和目标实现。

4.2.3 进一步加大政府政策支持力度,推动“中国西南储气能力”建设实现

随着越来越多储气库投入建设和运营,市场亟需进一步明确储气库独立市场主体地位,在现有天然气价格机制基础上,由政府牵头研究建立储气库合资合作和中长期交易机制,创新商业模式、合理的成本分摊和疏导机制,在竞争性配置、项目核准(备案)、系统调度运行安排等方面给予适当政策倾斜,培育社会需求、政府规划、企业发展协同的储气库规模化高质量发展前景。

参与储气库建设运营主体逐步多样化,不同企业在技术上关心和面临的挑战更加艰巨,为保障“中国西南储气能力”建设加快发展,有必要由政府负责牵头构建储气库高质量发展体制机制,协调有关企业共同解决重大问题,及时总结成功经验和有效做法,按照“揭榜挂帅”等方式要求,推进技术产教融合创新平台建设,支持主流新型储能技术产业化示范,支持新型关键技术装备产业化及应用项目,逐步实现产业技术由跟跑向并跑领跑转变。

5 结论

川渝天然气千亿立方米“气大庆”建设已经纳入国家能源发展战略,围绕这一目标,本文提出了建设“中国西南储气能力”的跨区域、跨企业储气能力建设的概念,为区域稳定保供和应急调峰提供支撑。中国石油“西南储气中心”建设走出了四川盆地储气库发展的第一步,建成更高效的储气库调峰能力是千亿立方米“气大庆”实现的基础。

1) 中国石油“西南储气中心”建设格局已基本形成,正处于建设快车道,计划2025年建成超过 $43.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 工作气量,2035年建成超过 $150.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 工作气量。已经形成的储气库库址优选技术、储气库建库运行七大特色建库技术、储气库标准化高效管理等三大特色技术体系,可以为未来“更高效率、更高效益、更高效能”储气库群的形成奠定技术基础。

2) 以满足国家能源需求为目标,以企业级的中国石油“西南储气中心”为基础,积极发展与各油气田企业、地方政府间合作,探索建立统一的储气和保供运营标准和模式,形成“共享储气库,共通一张网”的合作共享模式,打造包容、联动的“中国西南储气能力”,将为川渝天然气千亿立方米“气大庆”建设注入定力与活力,对调整我国能源结构、促进节能减排、保障供气安全及国家战略储备具有战略意义。

3) 储气库优化运行是“中国西南储气能力”建设的重点。四川盆地储气库建设应面向挑战更大、涉及专业更广的领域,重点攻关提高单井注采能力和库容复核气藏工程方法精度,发展包括多库联动注采优化预测方法的储气库运营全流程一体化数值模拟技术,支撑储气库迈向区域级高水平储气中心建设。

4) 储气库本质安全是“中国西南储气能力”建设的关键。四川盆地储气库建设需持续强化“地质体一井一地面设施”三位一体的全生命周期完整性管理,评价储气库风险及扩压增量潜力,实现“全领域”三位一体完整性管理,加快完整性管理标准化,提高储气库整体运营水平,对保障储气库的安全运营具有重要意义。

参 考 文 献

- [1] 刘烨,何刚,杨莉娜,等. “十四五”期间我国储气库建设面临的挑战及对策建议[J]. 石油规划设计, 2020, 31(6): 9-13.
LIU Ye, HE Gang, YANG Lina, et al. Challenges and suggestions to gas storage development during the 14th Five-Year Plan period[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2020, 31(6): 9-13.
- [2] 刘恒阳. “双碳”背景下天然气地下储气库机遇与挑战[J]. 石油与天然气化工, 2022, 51(6): 70-76.
LIU Hengyang. Opportunities and challenges of underground natural gas storage based on carbon peak and carbon neutrality goals[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2022, 51(6): 70-76.
- [3] 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.
- [4] 郑得文,赵堂玉,张刚雄,等. 欧美地下储气库运营管理模式

- 的启示[J]. 天然气工业, 2015, 35(11): 97-101.
- ZHENG Dewen, ZHAO Tangyu, ZHANG Gangxiong, et al. Enlightenment from European and American UGS operation management modes[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(11): 97-101.
- [5] 马新华, 胡勇, 何润民. 天然气产业一体化发展模式研究与实践[J]. 技术经济, 2019, 38(9): 65-72.
- MA Xinhua, HU Yong, HE Runmin. Study and practice on natural gas industrial integration development model[J]. Technology Economics, 2019, 38(9): 65-72.
- [6] 马新华, 胡勇, 何润民, 等. 天然气产业一体化发展模式[M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
- MA Xinhua, HU Yong, HE Runmin, et al. Integrated development model of natural gas industry[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [7] 李建君. 中国地下储气库发展现状及展望[J]. 油气储运, 2022, 41(7): 780-786.
- LI Jianjun. Development status and prospect of underground gas storage in China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2022, 41(7): 780-786.
- [8] 朱华银, 王粟, 张敏, 等. 盐穴储气库全周期注采模拟——以JT储气库X1和X2盐腔为例[J]. 石油学报, 2021, 42(3): 367-377.
- ZHU Huayin, WANG Su, ZHANG Min, et al. Cyclic injection-production simulation of salt cavern gas storages: A case study of X1 and X2 salt caverns of JT gas storage[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(3): 367-377.
- [9] 郑雅丽, 邱小松, 赖欣, 等. 盐穴储气库地质体完整性管理体系[J]. 油气储运, 2022, 41(9): 1021-1028.
- ZHENG Yali, QIU Xiaosong, LAI Xin, et al. Integrity management system for geological body of salt-cavern gas storage[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2022, 41(9): 1021-1028.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] 张道伟. 四川盆地未来十年天然气工业发展展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 34-45.
- ZHANG Daowei. Development prospect of natural gas industry in the Sichuan Basin in the next decade[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 34-45.
- [13] 龚月, 高和群, 李小越, 等. 四川盆地及周缘页岩气赋存方式展布特征研究[J]. 非常规油气, 2023, 10(2): 49-56.
- GONG Yue, GAO Hequn, LI Xiaoyue, et al. Study on the distribution characteristics of occurrence modes of shale gas in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(2): 49-56.
- [14] 张烈辉, 胡勇, 李小刚, 等. 四川盆地天然气开发历程与关键技术进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(12): 60-72.
- ZHANG Liehui, HU Yong, LI Xiaogang, et al. History and key technological progress of natural gas development in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(12): 60-72.
- [15] 曾大乾, 张俊法, 张广权, 等. 中石化地下储气库建库关键技术研究进展[J]. 天然气工业, 2020, 40(6): 115-123.
- ZENG Daqian, ZHANG Junfa, ZHANG Guangquan, et al. Research progress of Sinopec's key underground gas storage construction technologies[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(6): 115-123.
- [16] 马新华, 郑得文, 丁国生, 等. 复杂地质条件储气库“极限动用”理论与实践[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(2): 373-383.
- MA Xinhua, ZHENG Dewen, DING Guosheng, et al. "Extreme utilization" theory and practice in gas storages with complex geological conditions[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 373-383.
- [17] 何梅朋. 武隆地区五峰组—龙马溪组优质浅层常压页岩储层发育特征及含气性影响因素[J]. 非常规油气, 2023, 10(3): 64-73.
- HE Meipeng. Development characteristics and gas-bearing factors of high-quality shallow ordinary-pressure shale reservoirs in Wufeng-Longmaxi Formation in Wulong Area[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(3): 64-73.
- [18] 胡浩浩, 鞠玮, 郭伟, 等. 川南海坝区块页岩气储层裂缝发育特征与预测[J]. 非常规油气, 2023, 10(1): 61-68.
- HU Haohao, JU Wei, GUO Wei, et al. Development characteristics and prediction of natural fractures within shale gas reservoirs, Haiba Block of southern Sichuan Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(1): 61-68.
- [19] 刘莉, 蔡进, 陈学辉, 等. 重庆武隆地区五峰组—龙马溪组页岩气地质条件分析——以黄莺乡剖面为例[J]. 非常规油气, 2023, 10(4): 12-21.
- LIU Li, CAI Jin, CHEN Xuehui, et al. Analysis of shale gas geological conditions of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Wulong Area, Chongqing: Take Huangying Township profile as an example[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(4): 12-21.
- [20] 李冠霖, 郭英海, 赵迪斐. 渝西地区龙马溪组下部页岩储层发育特征及其影响因素——以重庆綦江观音桥剖面为例[J]. 非常规油气, 2022, 9(2): 15-25.
- LI Guanlin, GUO Yinghai, ZHAO Difei. Development characteristics and influencing factors of shale reservoir in the lower Longmaxi Formation in western Chongqing—Take Guanyinqiao section in Qijiang, Chongqing as an example[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(2): 15-25.
- [21] 胡凯. 川西南威远地区五峰—龙马溪组页岩储层特征及甜点分布规律研究[J]. 非常规油气, 2021, 8(5): 34-44.
- HU Kai. Reservoir and sweet pot distribution characteristics of shale gas in Wufeng-Longmaxi Formation, southwest of Sichuan Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(5): 34-44.
- [22] 刘天娇, 张妍煜, 赵迪斐. 四川盆地焦石坝地区五峰组龙马溪组页岩层序地层划分及含气性预测——以JY2井为例[J]. 非常规油气, 2022, 9(2): 34-41.
- LIU Tianjiao, ZHANG Yanyu, ZHAO Difei. Sequence

- stratigraphic division and gas bearing prediction of the Wufeng-Longmaxi Formation shale strata in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin—Taking well JY-2 as an example[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(2): 34-41.
- [23] 孙斌, 张培先, 高全芳, 等. 川东南南川地区茅口组一段碳酸盐岩储层特征及富集模式[J]. *非常规油气*, 2022, 9(3): 21-31.
SUN Bin, ZHANG Peixian, GAO Quanfang, et al. Reservoir properties and accumulation mode of carbonate rocks in Mao1 Member of Nanchuan Area in southeast Sichuan[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(3): 21-31.
- [24] 马新华, 胡勇, 王富平. 四川盆地天然气产业一体化发展创新与成效[J]. *天然气工业*, 2019, 39(7): 1-8.
MA Xinhua, HU Yong, WANG Fuping. An integrated production-supply-storage-marketing system for natural gas development in the Sichuan Basin: Innovation and achievements[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(7): 1-8.
- [25] 潘妮, 赵迪斐, 魏源, 等. 渝西地区龙马溪组深层页岩矿物特征及其储层地质意义[J]. *非常规油气*, 2022, 9(2): 8-14.
PAN Ni, ZHAO Difei, WEI Yuan, et al. Characteristics of deep shale minerals in Longmaxi Formation in western Chongqing and their reservoir geological significance[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(2): 8-14.
- [26] 王佳蕊, 宋金民, 刘树根, 等. 川东地区茅口组一段微孔特征及其主控因素[J]. *非常规油气*, 2022, 9(3): 32-41.
WANG Jiarui, SONG Jinmin, LIU Shugen, et al. Micropore characteristics and main controlling factors of the Mao1 Member of Maokou Formation in eastern Sichuan[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(3): 32-41.
- [27] 刘丹丹, 王茗, 赵天垚, 等. 五峰组—龙马溪组页岩储层纳米孔隙结构分类量化表征——以巫溪地区 WX-1 井为例[J]. *非常规油气*, 2023, 10(1): 93-103.
LIU Dandan, WANG Ming, ZHAO Tianyao, et al. Classification and quantitative characterization of nano-scale pore structure in shale reservoirs of Wufeng-Longmaxi Formation: A case study of well WX-1 in Wuxi Area[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(1): 93-103.
- [28] 解楠, 宋嘉琦, 白栋, 等. 川中蓬莱地区震旦系灯影组流体包裹体特征及成藏期次[J]. *非常规油气*, 2023, 10(3): 55-63.
XIE Nan, SONG Jiaqi, BAI Dong, et al. Characteristics of fluid inclusions and accumulation stages of Sinian Dengying Formation in Penglai Area, central Sichuan[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(3): 55-63.
- [29] 王峻峰, 杨苏, 李素华, 等. 川西南玄武岩储层微观孔隙结构及岩石力学特征[J]. *非常规油气*, 2023, 10(4): 126-131.
WANG Junfeng, YANG Su, LI Suhua, et al. Microscopic pore structure and rock mechanics characteristics of basalt reservoir in southwest Sichuan[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(4): 126-131.
- [30] 魏源, 赵迪斐, 焦伟伟, 等. 渝西地区五峰组—龙马溪组深层页岩储层力学脆性的非均质性特征——以 Z-3 井为例[J]. *非常规油气*, 2021, 8(1): 67-76.
WEI Yuan, ZHAO Difei, JIAO Weiwei, et al. Heterogeneity of mechanical brittleness in Wufeng-Longmaxi shale reservoirs in western Chongqing area—Using well Z-3 as an example[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(1): 67-76.
- [31] WANG Mengyu, LI Longxin, PENG Xian, et al. Influence of stress redistribution and fracture orientation on fracture permeability under consideration of surrounding rock in underground gas storage[J]. *Energy Reports*, 2022, 8: 6563-6575.
- [32] WANG Mengyu, LI Longxin, ZHOU Yuan, et al. Experimental study on the effect of microheterogeneity on multiphase flow in a microscopic visualization model[J]. *Energy & Fuels*, 2022, 36(9): 4757-4769.
- [33] 胡勇, 惠栋, 彭先, 等. 高含硫气藏开发关键技术新进展、挑战及攻关方向[J]. *天然气工业*, 2022, 42(12): 23-31.
HU Yong, HUI Dong, PENG Xian, et al. Key development technologies for high-sulfur gas reservoirs: New progress, challenges and key research directions[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(12): 23-31.
- [34] 文绍牧, 贾长青, 李宏, 等. 中国石油陆上首个高含硫气田国际合作项目开发理念及管理模式[J]. *天然气工业*, 2021, 41(10): 58-68.
WEN Shaomu, JIA Changqing, LI Hong, et al. Development concept and management model of PetroChina's first international cooperation project of onshore high-sulfur gas fields[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(10): 58-68.
- [35] 张凤琼, 肖晖, 陈依, 等. 川东地区凉高山组致密砂岩压裂工艺优选研究[J]. *非常规油气*, 2023, 10(4): 117-125.
ZHANG Fengqiong, XIAO Hui, CHEN Yi, et al. Study on fracturing technology optimization of tight sandstone in Lianggaoshan Formation in eastern Sichuan area[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(4): 117-125.
- [36] 吴建发, 熊燕莉, 孔玲, 等. 相国寺石炭系气藏改建储气库风险评价[J]. *天然气勘探与开发*, 2007, 30(1): 60-62.
WU Jianfa, XIONG Yanli, KONG Ling, et al. Risk assessment of reconstruction of gas storage in Xiangguosi, Carboniferous gas reservoir[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2007, 30(1): 60-62.
- [37] 胡勇, 陈颖莉, 李滔. 气田开发中“气藏整体治水”技术理念的形成、发展及理论内涵[J]. *天然气工业*, 2022, 42(9): 10-20.
HU Yong, CHEN Yingli, LI Tao. The formation development and theoretical connotations of "overall water control of gas reservoir" technology in gas field development[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(9): 10-20.
- [38] 郑雅丽, 孙军昌, 邱小松, 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.
ZHENG Yali, SUN Junchang, QIU Xiaosong, et al. Connotation and evaluation technique of geological integrity of UGSs in oil-gas fields[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(5): 94-103.
- [39] 徐敏, 巫芙蓉, 王兰英, 等. 高陡复杂构造区三维地震精细刻画技术在储气库建设中的应用[J]. *天然气勘探与开发*, 2020, 43(4): 54-61.
XU Min, WU Furong, WANG Lanying, et al. 3D seismic fine description technology used for steep and complex structural areas: Its application to UGSs' construction[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2020, 43(4): 54-61.

