

复杂油气藏型储气库关键技术与发展方向

曾大乾¹,张广权¹,朱思南¹,杨小松¹,贾跃玮¹,王志宝²,田洪维²,孙 鹏³,鲁春华¹,
倪睿翀¹,杨志伟⁴,秦余福⁵,袁云福⁶

(1. 中国石化 石油勘探开发研究院,北京 102206;2. 中国石化 中原油田分公司,河南 濮阳 457000;3. 中国石化 石油工程技术研究院,北京 102206;4. 中国石化 胜利油田分公司,山东 东营 257000;5. 中国石化 储气库分公司,河南 郑州 450000;6. 中国石化 西北油田分公司,新疆 乌鲁木齐 830000)

摘要:地下储气库是保障天然气调峰、应急和战略储备的重要基础设施。中国石化储气库建设起步于“十二五”时期,并在“十四五”时期快速发展,先后建成了10座复杂油气藏型储气库。通过技术创新与集成,形成了复杂油气藏型储气库建库与运行关键技术系列。断块型储气库承压能力评价技术、超高压裂缝型储气库注-采能力预测技术、在产高含凝析油气藏提采协同建库技术、完全水淹气藏型建库技术以及水驱气藏型储气库运行优化等技术,为中国石化储气库高质量建设和安全运行提供了全面支撑。未来通过优化储气调峰结构,持续投建油气藏型与盐穴型储气库,增强调峰保供能力,并深挖已建库调峰潜力,提高经济效益。打造智能储气库,开创新型储气库多元化协同减碳与新能源融合新路径,促进储气库业务可持续绿色发展。

关键词:密封性;库存评价;提压扩容;多周期注-采;注-采能力;库容;储气库;油气储运

中图分类号:TE972.2

文献标识码:A

Key technologies and development directions of underground gas storage facilities for complex hydrocarbon reservoirs

ZENG Daqian¹,ZHANG Guangquan¹,ZHU Sinan¹,YANG Xiaosong¹,JIA Yuewei¹,WANG Zhibao²,TIAN Hongwei²,
SUN Peng³,LU Chunhua¹,NI Ruichong¹,YANG Zhiwei⁴,QIN Yufu⁵,YUAN Yunfu⁶

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 2. Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan 457000, China; 3. Research Institute of Petroleum Engineering Co., Ltd., SINOPEC, Beijing 102206, China; 4. Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257000, China; 5. Underground Gas Storage Branch Company, SINOPEC, Zhengzhou, Henan 450000, China; 6. Northwest Oil Field Company, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830000, China)

Abstract: Underground gas storage (UGS) facilities are recognized as important infrastructures for ensuring the peak shaving, emergency supply, and strategic reserves of natural gas. SINOPEC commenced constructing UGS facilities during the 12th Five-Year Plan and accelerated the construction during the 14th Five-Year Plan. To date, 10 UGS facilities for complex hydrocarbon reservoirs have been built successively. Through technological innovation and integration, SINOPEC has developed a series of key technologies for the construction and operation of complex hydrocarbon reservoir-based UGS facilities. The study results demonstrate that a range of technologies have provided comprehensive technical support for the high-quality construction and safe operation of SINOPEC's UGS facilities. These technologies include the pressure-bearing capacity assessment of UGS facilities for fault-block reservoirs, injection-production capacity prediction of UGS facilities for ultra-high-pressure fractured reservoirs, enhanced recovery synergistic with gas storage construction in active gas reservoirs with high gas condensate content, construction of UGS facilities for fully waterflooded gas reservoirs, and the operation optimization of UGS facilities for water-drive gas reservoirs. In the future, it is advisable to enhance the capabilities for peak shaving and supply assurance of natural gas

收稿日期:2025-04-10;修回日期:2025-05-29。

第一作者简介:曾大乾(1965—),男,博士、教授级高级工程师,地下储气库设计和天然气开发。E-mail: zengdq.syky@sinopec.com。

通信作者简介:朱思南(1986—),男,博士、高级工程师,地下空间利用、储气库设计、地质力学和数值模拟。E-mail: zsntiancai@163.com。

基金项目:国家科技重大专项(2025ZD1406806);中国石油化工集团有限公司科技部项目(P23197)。

by optimizing the gas storage and peak-shaving structures and continuously constructing UGS facilities for both hydrocarbon reservoirs and salt caverns. It is essential to further exploring the peak-shaving potential of existing UGS facilities to improve economic benefits. Additionally, the development of intelligent UGS systems will pioneer diversified carbon-reduction pathways and renewable energy integration, fostering sustainable and green development of gas storage operations.

Key words: sealing capacity, inventory assessment, capacity expansion via pressurization, multi-cycle injection and production, injection-production capacity, storage capacity, underground gas storage (UGS) facility, oil & gas storage and transportation

引用格式:曾大乾,张广权,朱思南,等. 复杂油气藏型储气库关键技术及发展方向[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(1): 216–227. DOI: 10. 11743/ogg20260114.

ZENG Daqian, ZHANG Guangquan, ZHU Sinan, et al. Key technologies and development directions of underground gas storage facilities for complex hydrocarbon reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(1): 216–227. DOI: 10. 11743/ogg20260114.

全球 36 个国家共建成 720 座地下储气库,包括 527 座油气藏型储气库, 107 座盐穴型储气库, 82 座含水层型储气库以及 4 座岩洞型储气库,总工作气量超 $4\,330 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。然而,全球近 70% 的储气库工作气量分布在北美和欧盟。据国际天然气联盟(IGU)统计,国外发达国家储气能力占天然气消费量的 17% ~ 31%^[1-3],而 2024 年中国天然气对外依存度为 40.9%,储气能力占比仅 6.0%,需进一步加强储气能力建设,保障天然气应急调峰。

从全球储气库产业发展历程来看,1915—1950 年为储气库发展起步期,工作气量以满足重点消费市场为主;1950—2000 年步入快速发展期,储气库在功能定位上体现出消费市场与战略储备并存;2000 年以后为平稳发展期,储气库整体布局与天然气产区、消费市场、管网分布以及战略储备协调配套发展。中国储气库工业正处于快速发展阶段,从 1975 年大庆油田喇嘛甸首座储气库建成,到 2000 年天津大张坨首座商业储气库投运,中国储气库建设逐步拉开了序幕。目前,中国商储库建设历经 25 a 并取得重大成效,已初步建成遍布全国的 6 大地下储气库调峰保供中心,先后投建天津板桥、江苏金坛、新疆呼图壁以及中原文 23 等油气藏型和盐穴型储气库共 35 座。其中,油气藏型储气库占比超过 93%,工作气量超过 $260.0 \times 10^8 \text{ m}^3$,最大日调峰量超过 $2.2 \times 10^8 \text{ m}^3$,结束了中国“有气无库”的历史^[4-6]。随着市场需求量的增长和建库技术进步,储气库建设展现出“中国速度”,从首个 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 调峰能力储气库建设历时 16 a,到 $(100 \sim 200) \times 10^8 \text{ m}^3$ 储气能力储气库建设仅用时 4 a,为中国民生需求和天然气产业发展作出了重要贡献。

中国石化地下储气库建设起步于“十二五”时期,2011 年投建的文 96 储气库标志着中国石化首座地下

储气库的正式运行,2016 年金坛盐穴型储气库完成了 10 口井的造腔及注气排卤,2019 年完成了文 23 储气库一期工程。“十四五”时期,中国石化储气库建设迈入快速发展阶段。2021 年先后建成并投运 10 座储气库,包括卫 11、文 13 西和孤家子等气藏型储气库,白 9 与大涝坝等凝析气藏提采协同调峰型储气库以及永 21 等完全水淹型储气库^[7]。截至 2024 年,中国石化已建成 12 座储气库,其中包括 5 座独具特色的储气库,分别为东部百亿方库容文 23 储气库、超高压裂缝型清溪储气库(地层压力系数 1.78,运行上限压力达 50 MPa)、高含凝析油凝析气藏提采协同白 9 储气库、超压 40% 运行的完全水淹型永 21 储气库以及碳中和认证孤家子储气库。由此也形成了关键建库与运行技术,为中国石化储气库发展提供全面技术支撑。

1 复杂油气藏型储气库关键技术

中国石化油气藏型储气库普遍具有埋藏深、构造破碎、断裂发育、储层物性差、非均质性强以及流体分布复杂等特点,存在复杂断块、异常高压裂缝、凝析气藏、强水侵与完全水淹等复杂类型,通过技术创新与集成,形成了配套的储气库建库与运行技术系列。

1.1 复杂断块型储气库承压能力评价技术

1.1.1 盖层动态密封能力仿真物理模拟评价

在油气勘探开发领域,油气藏盖层密封性在短暂人类历史活动的时间跨度内被认为是恒定不变的^[8]。而储气库强注-强采过程中,地层有效应力变化较为剧烈,影响到盖层局部岩石孔隙结构,实践表明盖层密封能力存在改变^[9]。为准确描述储气库注-采过程中

盖层密封能力的变化特征,提出盖层“原位”密封能力分析。以文96储气库为例,盖层为古近系沙(沙河街组)二段泥岩,通过天然样品取心,开展实验测试,建立相同覆压条件下的静态突破压力与渗透率关系($K-p_b$)图版(图1)。根据储气库注-采工况,通过地质力学建模和数值模拟法计算取心样品在原位地层中的有效应力变化,分别针对不同交变次数和不同上限压力开展实验测试,实验方案如图2所示。根据实验方

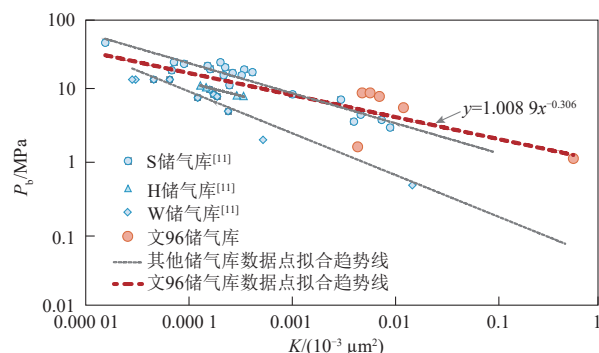


图1 中国文96与其他储气库泥岩样品 $K-p_b$ 图版

Fig. 1 The $K-p_b$ chart of the W96 and shale samples from other UGS facilities in China
(K 表示渗透率; p_b 表示突破压力。)

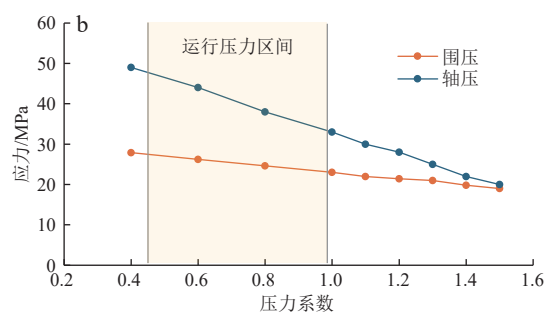
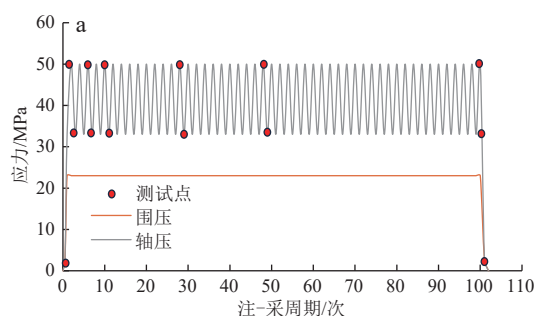


图2 盖层样品密封性分析实验方案

Fig. 2 Experimental schemes for sealing analysis of caprock samples

a. 周期敏感性;b. 压力敏感性

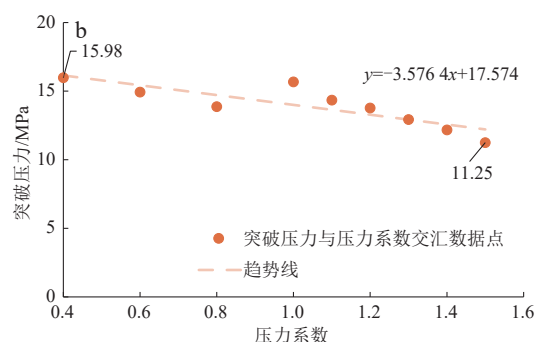
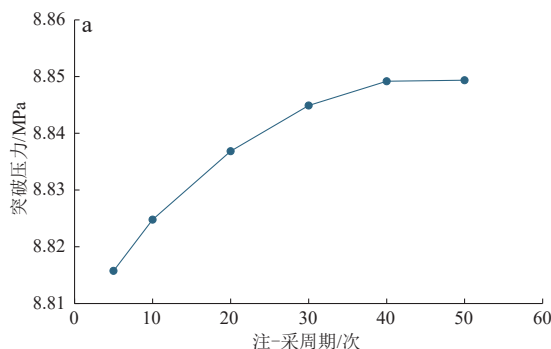


图3 盖层样品密封性分析实验部分结果

Fig. 3 Experimental results for sealing analysis for some caprock samples

a. 周期敏感性;b. 压力敏感性

案,在岩石力学试验机上加载三轴应力,在线同步测试不同条件下的岩样渗透率,并利用 $K-p_b$ 图版和渗透率测试结果标定和计算岩样动态突破压力。

通过研究发现,针对中国较深层储气库,多周期注-采引起的疲劳效应会导致盖层密封能力微弱增强,而储气库运行压力提高会引起盖层密封能力减弱(图3)。力学损伤会导致密封性跳跃式下降,但在原位应力作用下依然存在密封能力^[10]。储气库多周期注-采导致的密封性改变主要集中在岩石的压密阶段和塑性阶段:塑性阶段易出现微裂缝衍生;压密阶段易形成原生微裂缝闭合,盖层内小孔增加、中孔减少,引起盖层岩石物性改变^[11]。储气库循环注-采交变应力作用导致岩石弹性模量非线性上升和泊松比下降,表明岩石变形减弱、刚性与脆性增加。结合实验研究,建立考虑毛细管封闭、力学完整性和疲劳效应的盖层承压能力分析图版(图4)。通过研究发现,中国部分埋深2 000 ~ 4 000 m的储气库盖层其岩石力学破坏易发生在毛细管封闭失效之后。

1.1.2 断层密封能力物模-数模综合分析

断层作为非完整岩石系统,在其演化形成的历史

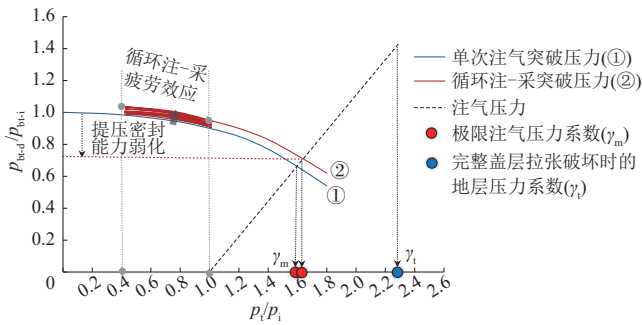


图4 盖层承压能力分析(数据源自盖层样品密封性实验和现场测试)

Fig. 4 Pressure-bearing capacity analysis of caprocks (data from lab seal integrity experiments and on-site testing of caprock samples)

(p_i 表示注气压力; p_i 表示原始地层压力; p_{bt-d} 表示动态突破压力; p_{bt-i} 表示初始突破压力。)

时期经历了复杂地质构造作用,相对于完整盖层,断层区域性流体密封能力较弱^[12-13]。国外部分储气库泄漏事件中,断层发生天然气泄漏的案例较多^[14-15]。由于断层复杂的地质结构特征和地层深部断层的不确定性,客观描述储气库注-采过程中断层活动及其密封特征存在技术难点^[16]。目前,多数断块型储气库天然断层现场取心样品相对稀少,基于目标储气库断层断裂结构地质认识,制备断层仿真模型,加工不同岩性和对接关系的断层模型,利用剪切仪模拟制备形成断裂带结构,并利用制备好的断层模型测试力学参数,开展密封性实验分析。通过复杂剪切过程模拟与在线渗透性测试研究发现,由于断裂带结构的差异,在模拟储气库注-采过程中,断层模型在变形、应力、摩擦系数以及密封性演化形式上呈现出复杂变化特征,但整体遵循随滑动距离增加,样品渗透率先增加、后减弱的趋势(图5)。

通过断层实验分析,建立断层滑移-渗透率演化

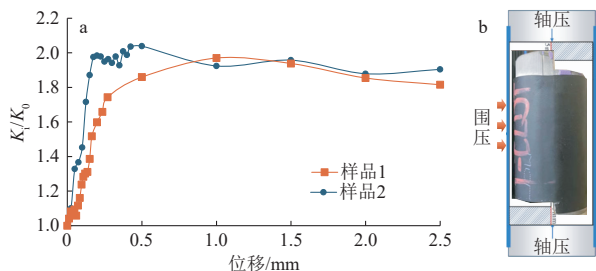


图5 断层剪切实验中样品位移与渗透率的关系

Fig. 5 Relationship between fault displacement and permeability in a fault shear experiment

a. 断层位移与渗透率的关系;b. 断层岩样应力加载示意图
(K_i 表示位移后渗透率; K_0 表示原始渗透率。)

模型。利用全井段测井和地震约束拼接,建立储气库地质体三维精细地质模型,包括断层经过的上覆层、盖层、隔层以及下伏层等区域。根据储气库运行特征及现场测试数据,结合区域性机理认识整合理论模型,分别建立储气库数值模拟模型、地质力学模型以及耦合模型。以文96储气库为例,断层平均摩擦系数为0.68。断层面滑移趋势指数为非定值,疲劳效应会导致内部断层力学稳定性弱化,主要集中在储层上部的沙二段,但沙三段力学稳定性增强(图6)。沙三段、沙二段和盖层区域的断层临界孔隙压力虽然存在较大的层间差别,但均高于储气库运行压力,此时断层没有滑动风险。在注气过程中,储气库区域内部分断层呈现出滑移指数下降、临界孔隙压力上升以及稳定性增加的特征。当提高上限压力至原始地层压力的1.1倍时,滑移指数逐渐上升,断层稳定性减弱。同时,通过断层密封性计算分析可见,受到构造、运行压力和流体等因素的影响,断层密封失效风险区主要集中在储层段。

复杂断块型储气库承压能力评价技术系列包括盖层与断层多尺度力学、渗流完整性以及流体封闭边界分析技术,为储气库合理运行压力的确定及建库和运行方案的优化提供依据,全面支撑中国石化储气库库址筛选和高效运行政策制定。

1.2 超高压裂缝型储气库注-采能力预测技术

1.2.1 裂缝型碳酸盐岩储层应力敏感机理

目前,储层应力敏感实验主要采用变覆压的实验方法,即实验过程中保持流动压力不变,通过改变围压研究储层应力敏感性的变化。针对高压、低渗岩心实验,这种变覆压实验方法不能反映因气藏开发过程

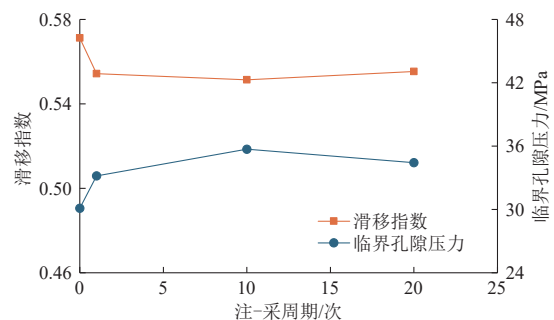


图6 不同注-采周期下限压力条件下滑移指数和临界孔隙压力的变化趋势

Fig. 6 Variations of slip index and critical pore pressure under the different lower limits of the operating pressure in varying injection-production cycles

中流体压力降低导致岩样基质膨胀而对渗透率产生的影响,且通常实验最高压力低于70 MPa。而清溪超高压气藏埋深4 300 m,储层物性较差,孔隙度3.9%,渗透率 $0.056 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,裂缝发育,为裂缝-孔隙型碳酸盐岩储层;地层压力高达77 MPa,压力系数1.82。针对超高压气藏的特点,设计超高压储层应力敏感实验装置,开发超高压气藏应力敏感实验评价技术^[17]。针对清溪储气库精选微裂缝岩样,采用升、降内压方式开展异常高压应力敏感实验,揭示异常高压裂缝型储层应力敏感机理。结果显示,早期渗透率快速下降,表征裂缝强应力敏感特征;中、后期渗透率下降平缓,表征基质储层应力敏感特征,且呈“两段式”特征(图7)。

1.2.2 考虑应力敏感变化的分段注-采能力预测方法

清溪储气库由裂缝-孔隙型气藏改建,裂缝较发育,应力敏感效应强,且随有效应力区间(不同地层压力)变化,应力敏感性呈阶段变化的特点。因此,要建立考虑应力敏感性变化的分阶段注-采能力方程,来预测不同阶段(不同压力区间)气井注-采能力的变化。

1) 构建早期高压产能方程

当地层压力较高时,利用较长时间的试采数据,考虑应力敏感性对地层压缩系数的影响,开展生产历史拟合,建立单井地质与生产动态模型,形成较真实反映储层和流动特性的单井模型。在此基础上,设定3~4组不同系统试井工作制度,计算不同工作制度下的稳定流压,建立高压地层压力下二项式产能方程:

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = 1.470 0q + 0.020 8q^2 \quad (1)$$

式中: p_i 表示储层原始地层压力,MPa; p_{wf} 表示井底流

压,MPa; q 表示气井产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2) 构建建库前低压产能方程

开发中、后期改建储气库气藏存在中、低压力区,由于压敏效应作用,储层导流能力大幅下降,导致气井产能也大幅度下降,无法直接应用高压区的注-采能力方程开展评价,但又缺乏中、后期产能测试资料。为了较准确评价气井中、后期产能,基于构建的高压力区间拟稳态产能方程,考虑异常高压气藏渗透率随地层压力变化的特点,推导出不同地层压力下注-采能力计算模型^[17]。

依据高地层压力产能方程,结合中、后期应力敏感实验曲线,推导中、后期低压力时的产能二项式方程,提高产能预测精度。

$$K/K_0 = 0.882 9e^{-0.019 5(p_i - p_{ef})} \quad (2)$$

式中: K 表示考虑应力敏感下不同生产压差对应的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_0 表示原始地层压力下的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

由于压敏效应,气井产能方程系数 A 和 B 不再是常数,会随地层压力的变化而变化。拟稳态产能方程如下:

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = Aq + Bq^2 \quad (3)$$

其中:

$$A = \frac{1.291 \times 10^{-3} \mu ZT}{Kh} \left(\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S \right) \quad (4)$$

$$B = \frac{2.828 \times 10^{-21} \beta \gamma_g ZT}{r_w h^2} \quad (5)$$

$$\beta = 7.644 \times 10^{10} / K^{1.5} \quad (6)$$

式中: p_e 表示注-采过程中的瞬时地层压力,MPa; μ 表示天然气黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; Z 表示天然气偏差因子,无量纲; T 表示气层绝对温度,K; h 表示气层有效厚度,m; r_e 表示气层供给半径,m; r_w 表示气井井眼半径,m; S 表示表皮系数,无量纲; γ_g 表示天然气相对密度,无量纲; β 表示孔隙介质紊流影响系数, m^{-1} 。

渗透率和有效应力呈幂函数关系。设定高压区产能方程系数为 A_i 和 B_i ,不同地层压力下的产能方程系数为 A_R 和 B_R ,根据拟稳态产能方程,推导可得 A_R 与 B_R 的计算式:

$$A_R = \frac{Z_R \mu_{gR}}{Z_i \mu_{gi}} \frac{1}{(p_i - p_R)^m} A_i \quad (7)$$

$$B_R = \frac{Z_R}{Z_i} \frac{1}{(p_i - p_R)^{-1.5m}} B_i \quad (8)$$

$$Q_{\text{AOF}} = \frac{-A_R + \sqrt{A_R^2 + 4B_R(p_R - 0.101)^2}}{2B_R} \quad (9)$$

式中: A_R 表示考虑应力敏感性的二项式产能方程层流项系数,无量纲; A_i 表示高压阶段生产历史拟合或者产

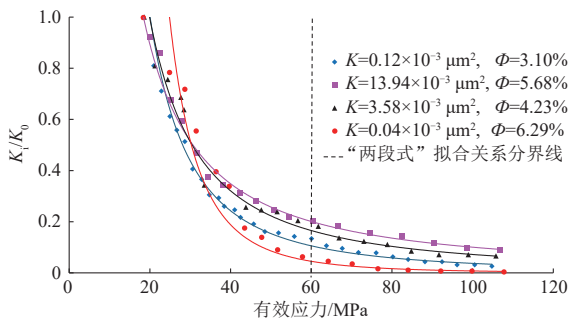


图7 压力敏感实验中超高压储层微裂缝样品渗透率随有效应力变化曲线

Fig. 7 Curves showing the permeability variation with effective stress in stress sensitivity tests for samples with microfractures from ultra-high-pressure reservoirs (K_i 表示不同有效应力条件下渗透率; K_0 表示原始渗透率。)

能试井得到的二项式产能方程层流系数,无量纲; Z_R 表示目前压力下天然气的偏差因子,无因次; μ_{gr} 表示目前压力下的天然气黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; Z_i 表示原始地层压力下的天然气偏差因子,无量纲; μ_{gi} 表示原始地层压力下的天然气黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; p_R 表示目前地层压力,MPa; m 表示应力敏感实验拟合数据,常数; B_R 表示考虑应力敏感性的二项式产能方程紊流项系数,无量纲; B_i 表示高压阶段生产历史拟合或者产能试井得到的二项式产能方程紊流项系数,无量纲; Q_{AOF} 表示无阻流量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

当清溪储气库运行压力区间为17.6 ~ 50.0 MPa,对应的有效应力范围为42.0 ~ 74.4 MPa。根据渗透率压敏实验数据以及渗透率随压力的变化趋势,依据高地层压力下的产能方程,利用拟稳态渗流理论,当地层压力低于27 MPa(介于17.6 ~ 27 MPa),公式(7)和公式(8)中的 p_R 采用平均压力22.3 MPa,可得 $A_R = 4.81$, $B_R = 0.034$,由此可得低地层压力下的产能方程:

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = 4.810q + 0.034q^2 \quad (10)$$

根据分段应力敏感注-采方程,结合冲蚀、临界携液模型及井筒流动模型,建立考虑分段应力敏感的一体化耦合注-采预测模型。清溪储气库为异常高压气藏改建,压敏性强。综合考虑压敏效应,调整压缩系数,历史拟合达到精度要求,利用模型预测的注-采能力符合率达92%,单井注-采能力提高37%,科学指导超高压裂缝型储气库关键参数设计。

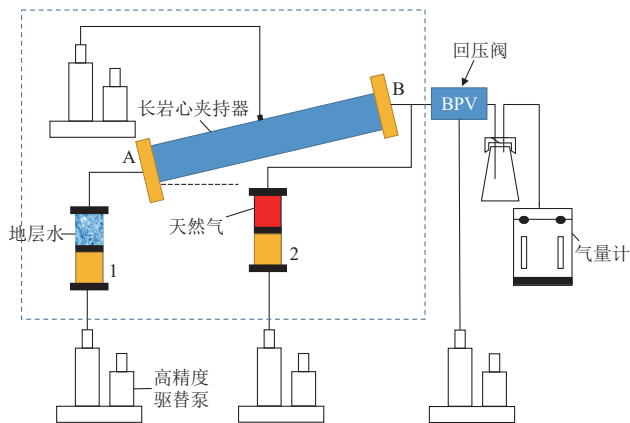


图8 水侵多周期吞吐实验装置示意图(储气阶段)

Fig. 8 Schematic diagram showing the experimental setup of multi-cycle huff-n-puff in gas reservoirs with water invasion (during gas storage)

(1为含水体中间容器;2为含天然气中间容器;A和B为长岩心的两端,长岩心表征地下储气库,通过A端连接水体,来模拟水侵,通过B端进行气体注-采,模拟注-采井。)

1.3 高含凝析油气藏提采协同建库技术

1.3.1 提采—协同—储气渗流机理

针对凝析气藏提采^[18-19]、协同及储气多阶段建库方案设计难题,提出“提采—协同—储气”全周期渗流模拟实验,通过改进长岩心驱替装置,添加水体中间容器和核磁装置^[7](图8),模拟建库过程中、高速注-采气,并分析流体分布关系、库容参数标定和凝析油协同提采程度。

研究表明,大涝坝凝析气藏储气库协同阶段存在“反蒸发—抽提—驱替”三重增油特征,协同阶段比储气库注-采阶段更有利于提高油采收率。协同阶段要维持较高的下限压力,使其高于且接近最大反凝析液量时的压力。采用注气驱替的方式,大涝坝储气库可提高凝析油采收率22.40%,库容提升6.50%(图9)。随着协同期注-采轮次增加,凝析油不断被采出,单轮次注气量不断增加,储气能力增强,研究揭示了高速注-采气、控水和增油3个功能协同运行机理。同时,不同循环注气量对凝析油采出程度存在影响,循环注气量越大,凝析油采出程度越高,当注气量超过0.55 HCPV(含烃流体孔隙空间总体积)后,采出端油/气比迅速升高,表明注入气已经突破形成气窜;若再增加0.10 HCPV的注气量,凝析油采出程度大幅度降低,由此确定大涝坝储气库循环注气阶段转协同阶段的最佳时机为注气量达到0.55 HCPV时。另外,基于实验结果计算得到协同阶段转储气阶段的合理时机为

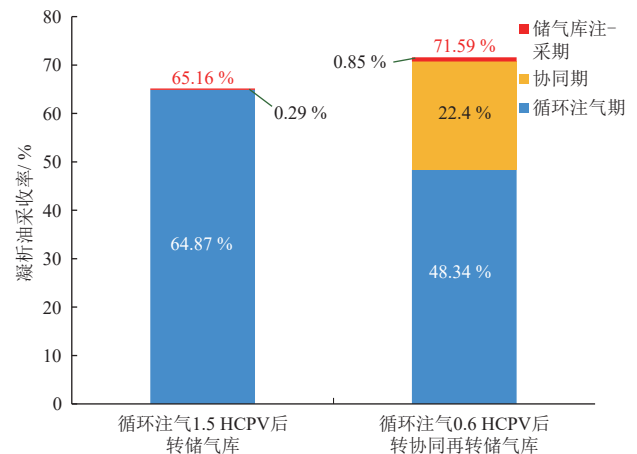


图9 注-采模拟实验中循环注气后直接建库与协同建库累积采收率对比

Fig. 9 Comparison of the cumulative recovery of UGS facilities constructed directly after and collaboratively during cyclic gas injection in injection-production simulation

建库后5 a之后,以平衡提高凝析油采收率与天然气调峰能力,实现效益最大化。

1.3.2 动态相平衡时变数值模拟

为确保储气库高效运行、提高工作气量,应控制储气库最低运行压力(特别是采气期末),使其不低于注入气体露点压力,以避免反凝析现象发生,防止凝析液滞留堵塞储层孔隙空间,从而最大限度地保障储气库的天然气储存和回采能力。由于露点压力是确定凝析气藏型储气库工艺及地面分离器制度的重要参数,对储气库工作制度设定具有参考价值。

衰竭过程相平衡模拟能反映凝析气藏型储气库采气过程中压力下降导致地层反凝析液量和凝析气采出程度发生的变化。同时,现有的拟组分模型只能实现组分含量调整,不能实现组分关键特征动态计算。向凝析气藏储气库中注入干气将对原组分性质产生影响,结合实验和数值计算结果,采用多目标粒子群优化

算法,明确流体性质(临界温度、临界压力以及偏心因子)与注入气体的关系,建立动态相平衡计算模型,实现凝析气藏注气相态的准确计算。基于储气库前期的注气规模,采用动态相平衡模拟方法,计算多轮次注气状态下的露点压力和凝析压力变化。5轮次注气后,各层组凝析压力和露点压力均显著下降(图10)。在拟合过程中,针对不同气层采用不同分区,不同阶段采用不同流体模型,储气库注采过程中凝析油产量拟合精度提高25.6%(图11)。

1.3.3 “三阶段”建库设计方法

针对低渗、反凝析特征,通过开展凝析气藏注气“提采—协同—储气”全周期模拟实验,建立凝析气藏协同建库“三阶段”新模式(图12),对储气库建设方案进行分段设计。①第一阶段:提采阶段。保持高压运行,解除近井地带地层污染以提高采收率;反蒸发最优压力运行至凝析油饱和度趋于稳定低值(图13)。运用考虑毛细凝聚、吸附和应力变化的凝析气藏相平衡

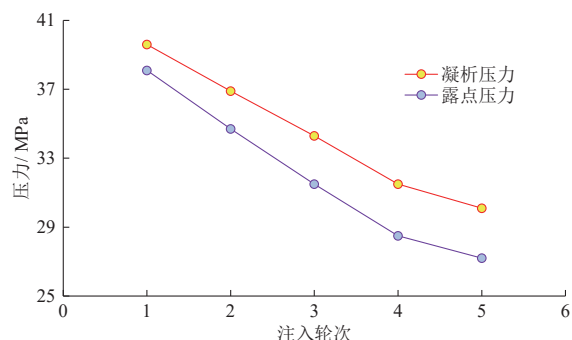


图10 凝析气藏储气库多周期注-采相平衡模拟实验中露点和凝析压力随注入轮次的变化

Fig. 10 Variations in dew point pressure and condensation pressure with injection cycles in phase equilibrium simulation for multi-cycle injection-production in a condensate gas reservoir UGS

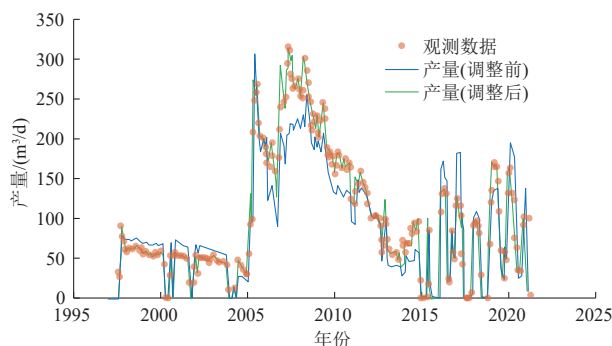


图11 数值模拟新模型拟合效果

Fig. 11 Fitting results of the new model of dynamic phase equilibrium

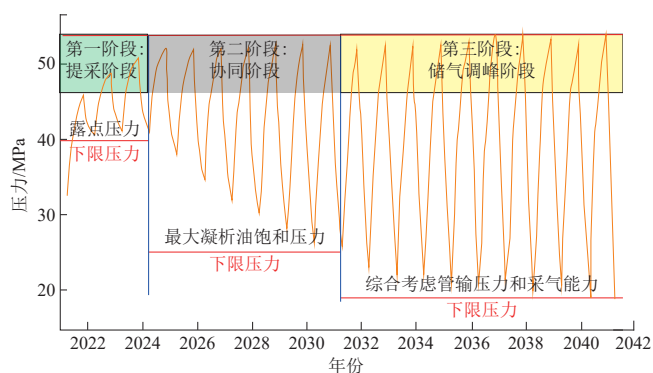


图12 高含油凝析气藏协同储气运行阶段划分与模式

Fig. 12 Schematic diagram showing the stage division of collaborative construction operation of UGS facilities for condensate gas reservoirs with high oil content

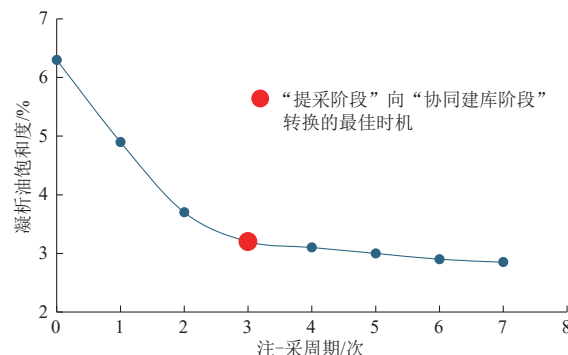


图13 凝析气藏储气库多周期注-采相平衡模拟实验中凝析油饱和度随注-采周期的变化

Fig. 13 Variations in saturation of condensate oil with injection-production cycles in phase equilibrium simulation for multi-cycle injection-production in a condensate gas reservoir UGS

预测模型^[20],确定露点压力和反蒸发最优压力。根据目标层位露点压力设计下限压力。②第二阶段:协同建库阶段。上限压力不变,运行下限压力高于反凝析液的液相最大饱和度压力(图14),兼顾储气调峰与提高凝析油采收率,运行至趋于干气(基本不产油)。在设计下限压力时,需维持一定的运行压力,确保凝析油饱和度进一步降低以提高采收率。同时,为保障一定的工作气量规模,下限压力不宜过高,同时应避开最大反凝析饱和度对应的压力区间。③第三阶段:储气调峰阶段。按照常规方法设计运行压力^[21],以储气调峰功能为主。

通过建立凝析气藏注气提采协同储气运行模式,采用“三阶段”运行压力设计和建库技术政策优化,建成在产凝析气藏白9储气库,支撑完成高含凝析油、低渗凝析气藏大涝坝储气库一期建设,新增工作气量 $2 \times 10^8 \text{ m}^3$,凝析油采收率提高19.9%。

1.4 储气库多周期运行有效库存评价方法

储气库有效库存受到库容空间改变、井网完善程度、运行方案、圈闭漏失和流体过渡区损耗等多种因素影响。以水侵型A储气库为例,该储气库在运行10个周期后,库容不断增加,但工作气量增加缓慢,存在达容达产难题。通过明确多轮次注-采有效储气空间和残余气饱和度变化特征(图15),计算储气空间变化量。考虑多轮相渗滞效应^[22]对气-水过渡带的影响,可计算气-水过渡带中不可利用的库存量。同时,针对储气库地质体密封性开展评估,考虑储气库不同层位地层岩石应变及注-采周期等因素,建立岩石物性和力学参数数学模型,优化数值模拟模型,计算储气库库外天然气损耗气量。若储气库在评价中存在

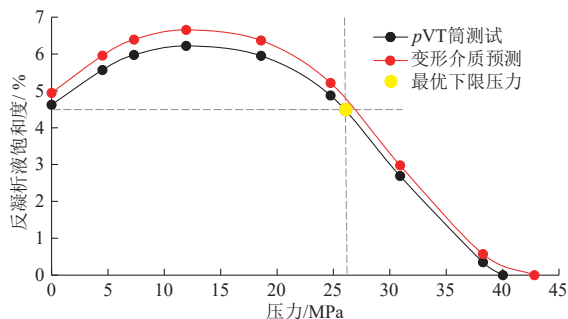


图14 凝析气藏储气库采气过程中考虑孔隙界面效应的反凝析液饱和度与pVT筒测量对比

Fig. 14 Comparison of retrograde liquid saturation considering pore interface effects with pVT cell measurements during gas production in a condensate gas reservoir for USG

[pVT筒测试,即压力(p)-体积(V)-温度(T)实验,预测流体相态。]

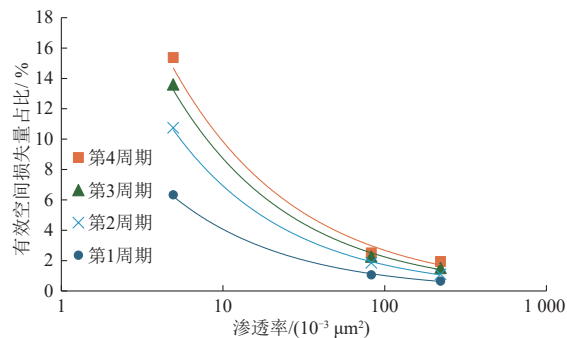


图15 多周期注-采不同渗透率条件下有效空间损失量占比

Fig. 15 Proportion of effective storage space loss during multi-cycle injection and production with varying permeability

地质损耗,需结合地质认识定义损耗计算方式。对于库外损耗,通过建立地质体模型,结合承压能力计算气体向储气库外逸散的损耗气量。对于库内损耗,根据储气库注-采工况下天然气可动范围计算微观地质损耗气量。封闭水体的水侵型储气库在注气发生气窜或形成孤立气泡时,采用数值模拟法可有效计算水层损耗气量。通过整合多因素影响数学模型,建立有效库存数值模拟方法,准确描述流体场、压力场和应力场,实现可靠的有效库存计算。值得注意的是,库存诊断中一般通过经典气藏工程法开展评估,而针对干气藏型储气库,利用物质平衡法评估有效库存更加高效。

基于建立的有效库存计算方法,评价了水侵型A储气库多周期注-采过程中库存变化规律,并分类计算了储气库水层和建库区域以外的损耗气量(图16)。其中,水层中微观地质损耗气量随周期增加而上升,注-采工作制度的改变直接影响水封气量。由于地质损耗、气窜、水侵、井筒套损及合层采气难以分控等多影响因素的存在,随储气库注-采周期的增加,总库存量逐年增加,而有效库存出现增长瓶颈。为实现库容空间高效动用,激活无效库存天然气,水侵型A储气

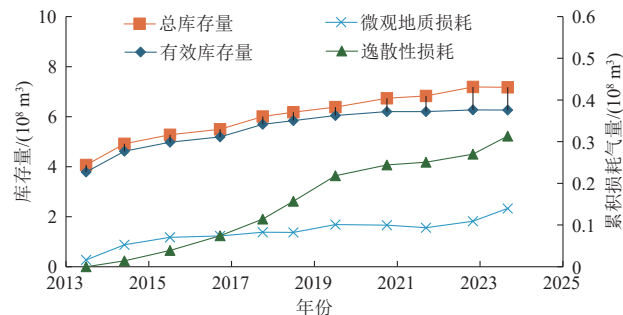


图16 不同年份不同类型库存量与损耗气量分类评价

Fig. 16 Evaluation of inventory volumes of varying types and losses from 2013 to 2025

库通过在库存利用程度较低的区域新钻注-采井,同时在靠近边水区和高效储气区开展注-采制度联动优化,在一定程度上实现了水层中部分不可动气的激活,以及库外损耗气量的有效控制。储气库多周期运行有效库存评价方法的建立,精准诊断了库存低效动用难题,为下一步扩容达产方案的制定提供指导依据。

1.5 水驱气藏型储气库扩容增产技术

1.5.1 水侵气藏型储气库高效增产技术

水侵型储气库存在随注-采周期增加,气-水过渡带变宽的共性问题^[23],导致库容空间利用程度降低。W6弱水侵储气库在运行过程中出现工作气量增长瓶颈。通过密封性评价,认为合理提高上限压力,可激活气-水过渡带部分储气空间。在研究中发现,虽然随上限压力提高,水层中捕获的天然气的量增多,引起气-水关系复杂程度提高,也在一定程度上影响了注-采能力。值得注意的是,随上限压力合理提高,有效库存同步增长,提压正向贡献度更大,由此导致工作气量占比增加,储气空间利用率提升。若W6储气库提压10%,有效库存增长5%,工作气量则增长21%(图17)。

针对中-强水侵型储气库——W13X储气库,通过开展长岩心排水扩容模拟实验,模拟了注气驱水、吞吐携液及泵抽等不同运行方式,评价物性和注气速度等对排水扩容的影响规律。明确了注气驱液比吞吐携液在实现库容恢复上效果更好,且储层物性越好,驱水排液扩容能力越强。在排液阶段,注气速度过快不利于扩容。通过制定W13X储气库分区、分类排液扩容政策,形成中-强水侵型储气库分区排液优化方

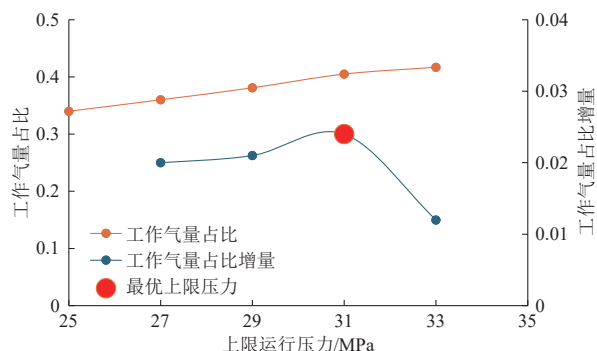


图17 不同上限运行压力条件下超压注气工作气量占比及其增量的变化

Fig. 17 Proportions and increments of working gas volume under overpressure gas injection at diverse top pressures

案设计方法。通过次序优化注-采排液,使W13X储气库注气能力明显提升,第二周期采气期采气携液时间延长,采气量实现翻倍。同时,W13X储气库库容量稳步提升,首周期达容率42.36%,二周期达容率54.48%,达容速度优于其他同类型储气库。水侵气藏型储气库扩容增产优化技术已在中国石化多座储气库开展应用,通过实施相应的运行策略,实现了高效扩容增产。

1.5.2 完全水淹型储气库参数优化技术

完全水淹气藏改建储气库与含水层改建储气库在建库参数设计上存在一定相似性。永21气藏在改建储气库之前处于完全水淹状态,中国国内缺少相关建库经验。通过现场取心并开展岩心多轮次气-水互驱渗流实验获得多轮次注-采残余相饱和度变化规律。与水驱砂岩储气库类似^[24],永21储气库随注-采周期增加,储层岩心相渗曲线等渗点下移,气-水两相流体共渗区收窄,岩心气-水相对流动能力减弱。但随注-采周期增加,水相渗流能力增强,气相渗流能力明显减弱,束缚水饱和度升高,造成可动气饱和度和含气空间动用率下降,气-水过渡带有效储气空间减少。气-水过渡带有效库容空间每周周期损失近1.3%;纯气带随注-采周期增加,气相饱和度增加,有效储气空间增加,第一周期增加幅度最大,随后周期增量减小,纯气带有效库容每周周期增加近1.5%。基于气藏工程法,通过明确地层倾角、气/水密度差、气/水黏度比以及残余相饱和度等参数,建立临界稳定注入量模型。分析气-水界面稳定推进影响因素,地层倾角对气-水界面稳定注入量影响最大,倾角每增加5°,注入量可增加 $1.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

有效控制储气库次生气顶的形成对成功建设完全水淹型储气库至关重要。据此,引入定压水体和定容水体库容量设计方法。①通过注气驱替库内水侵区域形成储气空间,利用增压注气建成库容规模。基于物质平衡方法,引入考虑闭合高度的增压系数,确定影响定压水体储气库库容量的主要因素为有效圈闭内水体规模、气驱水效率、埋深以及闭合高度。②在安全注入压力下,通过增压注气同步排水形成储气空间,建成库容规模。综合考虑排水量,并引入圈闭承压能力的增压系数(永21储气库通过密封性综合评估,确定安全注气压力可超过原始地层压力40%),确定影响定容水体储气库库容量的主要因素为圈闭水体规模、埋深、圈闭承压能力以及排水量。对于储气库建库阶段强注-强采带来的应力敏感问题,室内实验模拟储层有效应

力变化,对岩心循环加卸载,同步开展物性变化测试。从研究看出,随储气库多周期运行,目标储气库样品的渗透率、孔隙度和岩石压缩系数随注-采轮次增加,均呈现出下降趋稳的特征。其中,压缩系数改变最大,导致岩石弹性能减弱,引起库容随周期增加而降低。针对目标区块,通过实验描述孔隙度损失程度,建立函数关系,可量化计算应力敏感储层建库后新增不可动空间变化量。

通过优化建库方式、注-采周期、单井注-采气量、注-采井网、排水井位以及排水量等参数,明确了永21储气库在地层压力高于23 MPa时,开始排水注气,优选排水量300 m³/d,可有效控制排水井气窜。采用边排水、边注气的建库方式,在地质体安全承压范围内适当提高运行压力,能够大幅度提高气井注入能力,缩短建库周期(图18),达容时间由最初设计的13a降为6a,实现快速扩容。此项技术支撑建成了中国第一座完全水淹气藏型储气库——永21储气库,也为含水层型储气库科学设计奠定了基础。

2 储气库发展方向

2.1 优化储气调峰结构,增强保供能力

为满足调峰储气能力需求,持续开展气藏型储气库建设,推进油藏型储气库建设,同时加速发展盐穴型储气库,攻关探索含水层型储气库。重点建库目标包括中东部油气藏型和含水层型储气库、中南部盐穴型储气库以及西北和东北部高含凝析油气藏型储气库。针对在产油藏型储气库,通过注气驱油和储气库建设有机结合,实现储气、提采及调峰等多功能,避免重复建设,实现投资效益最大化。针对含水层型储气库,通过初选21个适合改建储气库的含水层圈闭,针

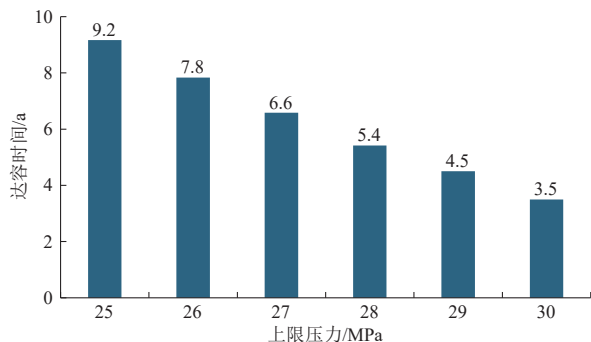


图18 储气库上限压力和达容时间的关系

Fig. 18 Relationship between upper limit of operating pressure and time to reach total gas storage capacity

对低幅度构造含水圈闭开展建库技术攻关和储气库建设。

2.2 在役库扩容增产,提高储气库效益

针对已建储气库,重点攻关大尺寸分支水平井建设及微压裂技术,改进钻完井和增产技术,以大幅提升单井注-采能力;同时,拓展注-采运行手段,包括优化运行压力区间、调整注-采运行策略和建立多功能井网,以扩大库容、增加储气空间利用率,提升经济效益。

2.3 加强数字化建设,打造智能储气库

加强“储层-井筒-地面”一体化智能模拟技术,利用数字孪生模拟“储层-井筒-地面”全系统运行调配。构建储气库智能化生产运行平台,研发地下储气库全生命周期智能化数字平台及储气库库群与LNG、管网一体化智能运行管理平台,实现生产高效协同、安全精准调控,提高储气库及库群整体运行效率,实现储气库向数字化和智能化转型。

2.4 发展新型储气库,探索地下空间综合利用

储气库垫底气投资成本较高,探索CO₂作为垫底气的储气库建设,可节约投资并实现碳埋存,促进实现地下储气库可持续发展和“碳中和”目标。同时,开创储气库与新能源融合发展新路径,探索多元多介质流-固体系混合、反应机制,解决地下储存安全性、库容参数设计和运行对策等难点。通过攻关深部地下空间储气、储氢、储碳、储能和多流体埋存生烃等关键技术,实现储气库多元化融合及绿色发展^[25-26]。

3 结论

1) 中国石化储气库建设起步于“十二五”时期,在“十四五”时期快速发展,先后建成中国东部百亿方库容储气库——文23储气库、超高压裂缝型碳酸盐岩储气库——清溪储气库、高含凝析油气藏提采协同储气库——白9储气库及完全水淹型储气库——永21储气库等10座复杂油气藏型储气库,为中国储气能力建设做出贡献。

2) 通过技术创新与集成,形成了复杂油气藏型储气库建库与运行关键技术系列。研究表明,断块型储气库承压能力评价技术、超高压裂缝型储气库注-采能力预测技术、在产高含凝析油气藏提采协同建库技术、完全水淹气藏建库技术、水驱气藏储气库运行优化技术等,为中国石化储气库高质量建设和安全运行提

供了全面支撑。

3) 未来通过优化储气调峰结构,持续投建油气藏型、盐穴型等储气库,增强调峰保供能力。深挖已建库调峰潜力,提高经济效益。打造智能储气库,开创新型储气库多元化协同减碳与新能源融合新路径,促进储气库业务绿色可持续发展。

参 考 文 献

- [1] 曾大乾, 张广权, 张俊法, 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.
ZENG Daqian, ZHANG Guangquan, ZHANG Junfa, et al. Sinopec's UGS construction achievement and development prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 125-134.
- [2] 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.
- [3] 丁国生, 丁一宸, 李洋, 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.
DING Guosheng, DING Yichen, LI Yang, 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.
- [4] 张刚雄, 李彬, 郑得文, 等. 中国地下储气库业务面临的挑战及对策建议[J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 153-159.
ZHANG Gangxiong, LI Bin, ZHENG Dewen, et al. Challenges to and proposals for underground gas storage (UGS) business in China[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 153-159.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 曾大乾, 张广权, 杨小松, 等. 复杂油气藏型地下储气库气藏工程关键参数设计方法[J]. 天然气工业, 2023, 43(10): 24-33.
ZENG Daqian, ZHANG Guangquan, YANG Xiaosong, et al. Design method of key parameters of gas reservoir engineering for complex reservoir type underground gas storages[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(10): 24-33.
- [8] 付晓飞, 吴桐, 吕延防, 等. 油气藏盖层封闭性研究现状及未来发展趋势[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(3): 454-471.
FU Xiaofei, WU Tong, LYU Yanfang, et al. Research status and development trend of the reservoir caprock sealing properties[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 454-471.
- [9] SUN Junchang, ZHENG Dewen, WANG Jieming, et al. Comprehensive evaluation of the dynamic sealing capacity of clayey caprocks in a large underground gas storage [C]//SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018: SPE-190838-MS.
- [10] 朱思南, 曾大乾, 张广权, 等. 气藏型储气库多周期注采工况下受损盖层密封能力评价方法及演化特征[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(11): 2078-2090.
ZHU Sinan, ZENG Daqian, ZHANG Guangquan, et al. Evaluation method and evolutionary characteristics of damaged cap rock sealing capacity in gas reservoir type underground gas storage under multi-cycle injection-production conditions[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(11): 2078-2090.
- [11] ZHU Sinan, ZHENG Dewen, SUN Junchang, et al. Experimental study on dynamic sealing capacity and safe threshold of caprock in underground gas storages[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2022, 101: 104521.
- [12] RUTQVIST A J, GRAUPNER B B, GUGLIELMI A Y, et al. An international model comparison study of controlled fault activation experiments in argillaceous claystone at the Mont Terri Laboratory [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2020, 136.
- [13] 朱子恒, 任众鑫, 王照周, 等. 苏北盆地刘庄储气库密封性评价研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 805-813.
ZHU Ziheng, REN Zhongxin, WANG Zhaozhou, et al. Sealing evaluation of Liuzhuang UGS in Subei Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 805-813.
- [14] GUREVICH A E, ENDRES B L, ROBERTSON J O Jr, et al. Gas migration from oil and gas fields and associated hazards [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1993, 9(3): 223-238.
- [15] 王者超, 李崑, 刘杰, 等. 地下储气库发展现状与安全事故原因综述[J]. 隧道与地下工程灾害防治, 2019, 1(2): 49-58.
WANG Zhechao, LI Wei, LIU Jie, et al. A review on state-of-the-art of underground gas storage and causes of typical accidents[J]. Hazard Control in Tunnelling and Underground Engineering, 2019, 1(2): 49-58.
- [16] 张广权, 曾大乾, 范照伟, 等. 利用地应力评价地下储气库断层密封性方法及应用[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(6): 923-930.
ZHANG Guangquan, ZENG Daqian, FAN Zhaowei, et al. Method and application of in-situ stress field to evaluate fault

- sealing of underground gas storage traps [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(6): 923-930.
- [17] 张俊法, 曾大乾, 张广权, 等. 超高压气藏改建储气库注采能力及库容评价——以川东北清溪储气库为例[J]. *断块油气田*, 2021, 28(6): 775-780.
- ZHANG Junfa, ZENG Daqian, ZHANG Guangquan, et al. Injection-productivity and storage capacity evaluation for rebuilding gas storage based on ultra-high pressure gas reservoir: A case study of Qingxi gas storage in northeast Sichuan [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(6): 775-780.
- [18] 孙焕泉, 杨勇, 方吉超, 等. 提高油气田采收率技术协同方法与应用[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(3): 600-608.
- SUN Huanquan, YANG Yong, FANG Jichao, et al. Technological synergy for enhancing hydrocarbon recovery and its applications [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(3): 600-608.
- [19] 胡伟, 徐婷, 杨阳, 等. 超深断控凝析气藏注气提高凝析油采收率实验评价——以塔里木盆地顺北4号断裂带为例[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(2): 586-598.
- HU Wei, XU Ting, YANG Yang, et al. Experimental assessment of enhanced gas condensate recovery by gas injection in ultra-deep fault-controlled condensate gas reservoirs: A case study of the No. 4 fault zone in the Shunbei area, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(2): 586-598.
- [20] 章成东, 孙雷, 孙良田, 等. 变形介质中凝析油气相态及渗流特征研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2007, 29(增刊1): 29-33, 6.
- ZHANG Chengdong, SUN Lei, SUN Liangtian, et al. The condensate oil and gas phase behavior and characteristic flowing through porous media in deformable media [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2007, 29(S1): 29-33, 6.
- [21] 国家能源局. 气藏型储气库库容参数设计方法: SY/T 7652-2021[S]. 北京: 石油工业出版社, 2022.
- National Energy Administration. Design method for capacity parameters of gas field storage: SY/T 7652-2021 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2022.
- [22] 朱思南, 孙军昌, 魏国齐, 等. 水侵气藏型储气库注采相渗滞后数值模拟修正方法[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(1): 166-174.
- ZHU Sinan, SUN Junchang, WEI Guoqi, et al. Numerical simulation-based correction of relative permeability hysteresis in water-invaded underground gas storage during multi-cycle injection and production [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(1): 166-174.
- [23] 胥洪成, 刘君兰, 丁国生, 等. 气藏型地下储气库天然气损耗量研究进展与建议[J]. *天然气工业*, 2023, 43(10): 149-155.
- XU Hongcheng, LIU Junlan, DING Guosheng, et al. Research progress and suggestion on natural gas loss of gas reservoir UGSs [J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(10): 149-155.
- [24] 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.
- [25] 杨永飞, 尚振骁, 秦朝中, 等. 地下大规模储氢的挑战与发展前景[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 48(6): 95-104.
- YANG Yongfei, SHANG Zhenxiao, QIN Chaozhong, et al. Challenges and development prospects of large-scale underground hydrogen storage [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 48(6): 95-104.
- [26] RAWAA A S, AL-MUDHAFAR W J. Key aspects of underground hydrogen storage in depleted hydrocarbon reservoirs and saline aquifers: A review and understanding [J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(4): 100339.

(编辑 张 晟)