

注氢提采与储氢库运行一体化协同模式

郭艳东,曾大乾,张广权,鲁春华,杨小松,贾跃玮,朱思南,刘璇,糜利栋,倪睿翀

(中国石化 石油勘探开发研究院,北京 102206)

摘要:氢能作为深度脱碳的关键载体,其规模化储存亟需高效地下储氢技术支撑。基于中国Y气藏构建数值模拟模型,系统分析了注氢提采增气效果、协同转换机制及储氢库运行效率。研究结果表明:①通过“提采、协同、储氢”三阶段转换模式,可实现气藏采收率提高与储氢库稳定运行的协同优化。②注氢提采+协同阶段显著抑制底水上升,产水量由稳定的25 m³/d降至不产水,同时地层能量得到补充,协同阶段结束后井底压力较衰竭开发高1.6 MPa,驱动甲烷采收率提高3.73%。③储氢阶段利用残余甲烷作垫底气支撑储氢库高效建设与稳定运行,多轮次注采甲烷-地层水边界始终保持稳定,且氢气采出程度可达83.64%,垫底气消耗率仅1.78%。该模式实现了气藏提采与储氢库建设的协同优化,为加快氢能产业化提供了切实可行的技术路径。

关键词:协同模式;补能控水;一体化建库;气藏型储氢库;注氢提采

中图分类号:TE972.2

文献标识码:A

Integrated collaborative model for hydrogen-enhanced gas recovery and underground hydrogen storage operation

GUO Yandong, ZENG Daqian, ZHANG Guangquan, LU Chunhua, YANG Xiaosong, JIA Yuewei,

ZHU Sinan, LIU Xuan, MI Lidong, NI Ruichong

(Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China)

Abstract: Hydrogen energy, as a key carrier for deep decarbonization, requires efficient underground hydrogen storage (UHS) technologies to support its large-scale deployment. Based on a numerical simulation model established for the Y gas reservoir in China, this study systematically analyzed the effects of hydrogen injection on enhanced gas recovery (H₂-EGR), the synergistic interaction mechanism, and the operational efficiency of UHS. The research results indicate that a three-stage transition model comprising enhanced recovery, synergistic operation, and hydrogen storage, can achieve EGR and stable UHS operation in a coordinated and optimized manner. The H₂-EGR and synergy stages, effectively mitigated bottom-water rise, with water production declining from a steady rate of 25 m³/d to zero. Meanwhile, formation energy was replenished; after the synergy stage, the bottomhole pressure was 1.6 MPa higher than that under depletion development, and methane recovery increased by 3.73%. During the UHS operation stage, residual methane served as cushion gas to support the efficient establishment and stable operation of the UHS facility. Over multiple injection-production cycles, the methane-formation water boundary remained stable, with the hydrogen recovery rate reaching up to 83.64%, and the cushion-gas consumption rate limited to only 1.78%. This model achieves synergistic optimization of EGR and UHS facility construction, providing a viable technical pathway for accelerating the industrialization of hydrogen energy.

Key words: collaborative model, energy replenishment and water control, integrated storage facility construction, UHS of gas-reservoir type, hydrogen-enhanced gas recovery (H₂-EGR)

收稿日期:2025-12-09;修回日期:2026-03-08。

第一作者简介:郭艳东(1984—),男,高级工程师,气藏开发和储气-储氢库建库运行。E-mail:guoyd.syky@sinopec.com。

通信作者简介:鲁春华(1993—),男,助理研究员,地下储气-储氢模拟与优化、建库设计及油气藏开发。E-mail:luch.syky@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技部项目(P25135)。

引用格式:郭艳东,曾大乾,张广权,等. 注氢提采与储氢库运行一体化协同模式[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(4): 1373–1383. DOI: 10. 11743/ogg20260420.

GUO Yandong, ZENG Daqian, ZHANG Guangquan, et al. Integrated collaborative model for hydrogen-enhanced gas recovery and underground hydrogen storage operation[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(4): 1373–1383. DOI: 10. 11743/ogg20260420.

在全球积极应对气候变化、加速能源体系低碳转型的背景下,氢能凭借其零碳排放的核心优势,已成为实现《巴黎协定》温控目标和构建未来可持续能源系统的关键载体,其战略地位得到国际社会广泛认同^[1–4]。为此,美国和欧盟等发达经济体正大力推动氢能技术研发与产业化,力求抢占这一清洁能源革命的制高点^[5–9]。区别于早期以交通领域为重点的探索,当前氢能发展的核心驱动力日益转向规模化、工业化的生产与应用。以新疆库车年产 2×10^4 t的全球最大光伏制氢项目为代表,通过“绿电–绿氢–工业替代”的一体化模式,成功验证了绿氢在炼化、化工等现有工业体系中规模化应用的可行性。此类实践不仅锁定了明确的市场需求,也为绿氢产业提供了关键的初期立足点。

然而,氢能要真正成为稳定可靠的二次能源,必须解决其生产波动性与消费持续性之间的时空错配难题,这使得氢能储存成为产业链中的关键一环^[10–11]。地下储氢库因其规模、稳定、经济与安全优势,成为关键的储氢基础设施。一个枯竭气藏储存 2.6×10^8 m³的氢气,约等于4 584个超大型球冠状液氢储存容器或 153×10^4 个氢气长管拖车的储能容量^[12–13]。

目前,主要的地下储氢方式包括含水层、枯竭油气藏和盐穴^[13–15]。从商业化成熟度看,盐穴储氢技术相对领先,全球已有4座纯氢盐穴储氢库投入商业化运行,其中美国3座,英国1座^[16–18]。含水层储氢技术正处于积极试验阶段,法国和捷克等正开展掺氢或纯氢储存的探索项目^[19]。枯竭油气藏储氢技术尚处于早期试验阶段,目前仅在奥地利 Molasse 盆地和阿根廷 Diadema 地区开展了现场试验,尚未有商业化运行案例,其长期储存的密封性、循环效率及经济性仍需深入研究^[20–21]。

中国凭借独特的资源禀赋、技术积累和市场布局,在地下储氢库建设上具有显著的先发优势。①依托风电和光电的快速发展,中国绿氢产能已超过 12.5×10^4 t,占全球绿氢产能的50%以上^[22–23],预计到2030年,绿氢年产量将达到 $(500 \sim 700) \times 10^4$ t,为发展地下储氢库提供了坚实的物质基础。②通过储气库建设的技术及经验积累,已形成了从选址、方案设计、施工建设到运营管理的全链条技术体系^[24–27];通过技术迁移和应用创新,可迅速将地下储气库建设的成功经验转化为地下储

氢库的技术优势。③发展地下储氢可补齐氢能产业短板,在制氢端,中国绿氢加灰氢产能已超 $3 500 \times 10^4$ t,且未来5年绿氢产能将呈爆发式增长^[28–30];在输氢端,2025年集中开工的氢气长输管道项目累计将建成长度超过7 000 km的输氢管道^[31];在用氢端,中国已建成加氢站超过350座,约占全球总数的40%^[32–33]。地下储氢是连接上游制氢与下游用氢的重要一环,通过地下储氢库建设,可真正实现“制–储–销–用”全产业链一体化的氢能利用体系。

相较于空间有限的盐穴,含水层和枯竭油气藏因其巨大的潜在储集空间,被视为实现超大规模氢储能的关键方向^[34–35]。然而,在利用地下空间储氢时,由于地层水的存在,可引发氢气的微生物反应与矿化反应,加剧氢气消耗,损坏地质体稳定性^[36–39]。为此,学术界主流观点认为,采用与氢气性质不同的气体(如甲烷、二氧化碳和氮气)作为“垫底气”比直接使用氢气本身更具优势:①这些气体可作为缓冲层,有效阻隔高活性氢气与地层水的直接接触,从而抑制潜在的矿物溶解、沉淀等氢–水–岩矿化反应,保障地质体的长期密封性和化学稳定性,同时隔离地层水与氢气,也可保护氢气的流动能力免受损失;②高压缩性气体能更有效地维持储层压力,提供更大的有效工作气量和储存空间,提升储库的整体能量密度^[40–44]。

基于甲烷作垫底气的技术背景,本文提出一种“注氢提采–甲烷作垫底气”的地下储氢与气藏开发协同技术路径:在气藏开发中后期注入氢气提高气藏采收率,并在适时阶段转为以甲烷为垫底气的储氢库,在提高气藏采收率的同时,省去垫底气注入过程,提高地下空间利用效率。

1 地下储氢与气藏开发协同思路

地下空间协同利用策略在气藏开发中、后期通过主动注入氢气补充地层能量,提高天然气流动能力,开采出原本难以动用的剩余资源(图1)。同时,恢复的压力可有效抑制底水上升,既保护了开发期气井产能免受水侵影响,也为后续储氢库维持了有利的库容空间。待气藏开发接近枯竭阶段,储层中残留的甲烷气体可作为储氢库的垫底气,直接支撑储氢库的启动和运行。

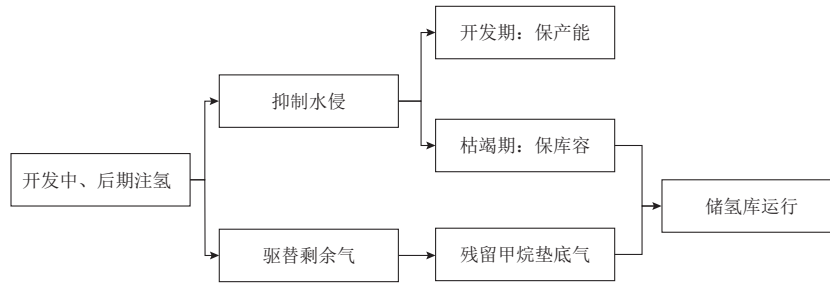


图1 气藏空间协同利用策略流程图

Fig. 1 Spatial collaborative utilization strategy for gas reservoirs

1.1 技术原理

1.1.1 氢气提采原理

在气藏开发中后期,氢气注入技术(H₂-EGR)通过多物理场协同作用可提高天然气采收率。注入的高压氢气重建了储层压力系统,恢复气体渗流能力,并可有效抑制底水上升,保护气井产能免受水侵影响。同时,由于氢气与甲烷存在显著密度差异,注入的氢气在气藏顶部形成稳定的次生气顶,该气顶通过重力分异作用,驱动底部天然气向构造低部位的生产井运移,实现高效的重力稳定驱替。此外,氢气与甲烷的黏度差异较小,其低流度比特性可有效抑制黏性指进现象,促使驱替前缘相对均匀,进一步提高气驱效率。

1.1.2 甲烷垫气型储氢库

氢气临界温度低、分子间范德华力较弱,因此难以被压缩。为改善这一特性,可采用甲烷、氮气和二氧化碳作垫底气。这些气体具有较高的压缩性,能够显著提升储氢容量;此外,在降压生产过程中,高度可压缩的垫底气也能够为氢气的生产提供了充足的能量。同时垫底气可有效隔绝下部地层水与上方储存氢气的接

触,从而大幅降低氢气溶解、水-岩化学反应以及微生物活动的风险,保障氢气纯度和储层完整性。相比于氮气和二氧化碳,甲烷作为垫底气展现出独特的优势:①甲烷与枯竭气藏原生流体的高度天然相容性,降低了储层流体相互作用的不确定性,特别是规避了二氧化碳作为垫底气可能发生的甲烷化反应($\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 = \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$)所带来的气体组分改变、水分生成、热量释放等风险与复杂性;②氢气与甲烷黏度较接近,在储氢库注采过程中,可有效减缓氢气与甲烷的混合程度,保障氢气的纯度。③利用甲烷作垫底气,可契合图1所示的地下空间协同利用策略。因此,综合考量储层兼容性、氢气纯度保障及协同操作策略的契合度,甲烷成为枯竭气藏储氢库中更具技术优势和可行性的理想垫底气选择。

1.2 技术路径

1.2.1 提采

通过在储层顶部的注入井不断注入氢气形成氢气顶,利用氢气顶的膨胀能向下驱替甲烷并使之向下部和边部移动。此阶段氢气注入规模较小,氢气-甲烷混合带范围有限且远离生产井,位于气藏边部的生产井产出几乎为纯甲烷气流(图2a)。该阶段的核心目

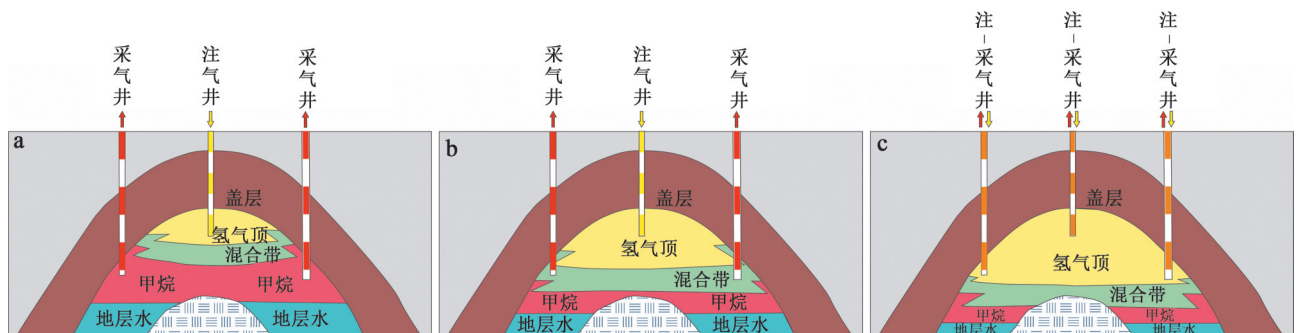


图2 注氢提采-储氢库运行协同一体化示意图

Fig. 2 Schematic diagram of integrated hydrogen-enhanced gas recovery (H₂-EGR) and hydrogen storage operation

a. 提采阶段;b. 协同阶段;c. 储氢库运行阶段

标是甲烷采收率最大化,利用氢气有效驱替出原本难以开采的气体,同时恢复地层能量,减缓底水侵入速度,为气藏后续转型奠定基础。

1.2.2 协同

随着氢气的持续注入,顶部氢气气顶显著扩大,向下驱替甲烷的作用增强,氢气-甲烷混合带不断下移,并最终波及至边部生产井的井底区域。边部生产井的产出气体成分发生改变,开始同时产出氢气与甲烷,形成混合气(图2b)。此时进入产气、产氢协同阶段:一方面继续利用氢气驱替作用提高甲烷采收率;另一方面通过混合气生产实现氢气的初步回采与利用,验证储层对氢气的存储和产出能力。

1.2.3 储氢库运行

在长期大规模氢气注入后,储层顶部形成了稳定且占据主体空间的氢气顶,混合带虽然存在,但氢气已成为主要成分。此时,边部原有的甲烷生产井(其产出气以氢气为主)以及顶部的注气井,均转换为氢气注采井(图2c)。整个储层系统转型为以残余甲烷作为垫底气的地下储氢库。残余甲烷位于储层底部,为储存的氢气提供必要的压力支撑,并隔离氢气与地层水接触,避免可能发生的氢-水-岩矿化反应等氢损失。

2 协同效果分析

2.1 区块概况

以中国Y气藏储层物性特征为基础,建立数值模

拟模型,研究注氢提采与储氢库协同的运行效果。Y气藏为断层遮挡的构造气藏,闭合高度为60 m,储层顶部深度为1 812 m,储层孔隙度范围在27%~32%、平均孔隙度为29%,渗透率分布范围在 $(270 \sim 340) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、平均值为 $306 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于高孔、高渗储层。模型长度为1 460 m,宽度为1 215 m,纵向最大厚度为250 m,I、J和K方向(相当于xyz坐标系)上的角点网格数为 $67 \times 53 \times 17$,I和J方向网格步长设置为20 m;模型气-液界面深度为1 880 m,储层初始含气饱和度为75%,储量为 $7.1 \times 10^8 \text{ m}^3$,气藏边、底水较发育,水体倍数为4.3倍(图3)。流体组分由水、氢气和甲烷组成,采用Peng-Robinson状态方程计算流体性质^[45-46],并假设甲烷、氢气和水之间存在热力学平衡,忽略甲烷与氢气在水中的溶解。

不同生产阶段的工作制度如表1所示:①在衰竭开发阶段,P1井和P2井以日定气量 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 进行

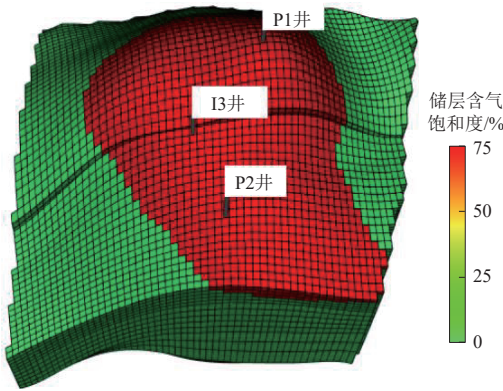


图3 注氢提采-储氢库协同运行数值模拟模型网格示意图
Fig. 3 Schematic diagram of the numerical simulation model grid for (H₂-EGR) and hydrogen storage collaboration

表1 衰竭开发-注氢提采-协同生产-储氢库运行不同生产阶段工作制度

Table 1 Operating schemes for different stages: depletion development, H₂-EGR, synergistic operation, and hydrogen storage operation

生产阶段	井号		
	P1	P2	I3
衰竭开发	定气量 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 最小井底流压7 MPa	定气量 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 最小井底流压7 MPa	关井;
注氢提采	定气量 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 最小井底流压7 MPa	定气量 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 最小井底流压7 MPa	开井; 注氢气量 $10.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$
协同生产	定气量 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 最小井底流压7 MPa	定气量 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 最小井底流压7 MPa	开井; 注氢气量 $10.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$
储氢库运行	转注-采井;	转注-采井;	转注-采井;
	注入阶段:注氢气量 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 单周期注200 d;	注入阶段:注氢气量 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 单周期注200 d;	注入阶段:注氢气量 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 单周期注200 d;
	采出阶段:采气量 $11.11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 单周期采90 d	采出阶段:采气量 $11.11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 单周期采90 d	采出阶段:采气量 $11.11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 单周期采90 d

生产,同时限制最小井底流压为7 MPa,此时注入井I3处于关闭状态;②在注氢提采阶段,2口生产井的工作制度与衰竭开发阶段保持一致,但注入井以日注氢气的量为 $10.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 开井注入,通过控水增压提高气藏采收率;③在协同生产阶段,3口井的工作制度均与注氢提采阶段保持一致;④在储氢库运行阶段,3口井均转为注采井,并借鉴储气库的运行模式制定储氢库的工作制度,每年4月1号开始注入,单井日注氢气的量为 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3$,单周期注入200 d,注入结束并闷井1个月后再开井生产,单井日产气量为 $11.11 \times 10^4 \text{ m}^3$,单周期采出90 d。

2.2 多轮次氢气注采运移规律

在评价氢气提采与储氢库运行效果之前,需明确氢气在储层中的注采运移规律。在之前的研究中,定义了氢气摩尔分数大于0.9为纯氢气带,0.1~0.9为混合气带,小于0.1为纯甲烷气带。以单井注采为例,并根据储氢库运行阶段的工作制度模拟5个注采周期,评价氢气多轮次注采运移规律。整个过程生产井均处于关闭状态。

首轮注入结束时(图4a),氢气因密度低于甲烷而发生重力分异作用,氢气向储层顶部运移,形成以井筒附近纯氢带为核心、向外扩展至驱替前缘且氢气摩尔分数逐渐降低的混合带,整体空间分布呈明显的漏斗状。在产出阶段(图4b),井筒附近的纯氢气带优先被采出,但混合气带的存在导致甲烷伴生采出,同时重力作用使得部分氢气滞留于储层顶部。随着注采轮次增加,在上一轮顶部残留的氢气不断累积与新一轮氢气注入的共同作用下,纯氢气带和混合气带的覆盖区域逐步扩大。氢气富集区的形态也从初始的陡峭漏斗状演变为更宽缓的扁平状,如图4c所示的第五轮注入结束时的氢气富集形态。在采出结束后

(图4d),储层顶部最终形成范围扩大、形态扁平的残留氢气气顶。

2.3 不同生产阶段确定方法

由前文协同技术路径可知,不同生产运行阶段井的工作制度略有差别,本文提出2个关键时机并以其作为分界点划分出3个生产阶段,以指导相应井的工作制度调整。表1所示的工作制度完整模拟结果如图5所示:①时机一为提采阶段与协同阶段的区分点,其确定参考了发生氢脆的临界值,即采出气体中甲烷的摩尔分数0.9,在该时机以前至氢气注入起始点的整个过程为提采阶段;②基于图5的模拟结果,储氢库单轮次采出结束后氢气摩尔分数接近0.9,由此确定协同阶段与储氢库运行阶段的区分点,即时机二为采出气中甲烷的摩尔分数为0.1,氢气的摩尔分数为0.9。时机一与时机二之间的时间段为协同阶段;时机二之后则为储氢库运行阶段。

2.4 注氢提采效果

衰竭开发的算例结果如图6a所示,P1井以 $5.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的日产气量可稳产将近10 a,但当井底开始见水后,日产气量在2 a时迅速降低至 $0.47 \times 10^4 \text{ m}^3$ 左右,而日产水量迅速上升至 25 m^3 。为降低产水对气井产能的影响,在开始产水的前两个月,注入井以 $10.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的日定气量注入氢气补能控水。图6b展示了在注入氢气后P1井的生产情况:最大日产水量由 30 m^3 下降至 10 m^3 ,且产水量迅速降低至不产水,无稳定的产水期;同时,气井产气量递减率降低,P1井注氢提采后累产甲烷量增加 $1\,017 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

注入氢气提高气藏采收率的机理主要包括抑制水侵、驱替甲烷和补充地层能量。图7展示了生产15 a时气藏的含水饱和度分布,在衰竭开采模式下,底水侵入

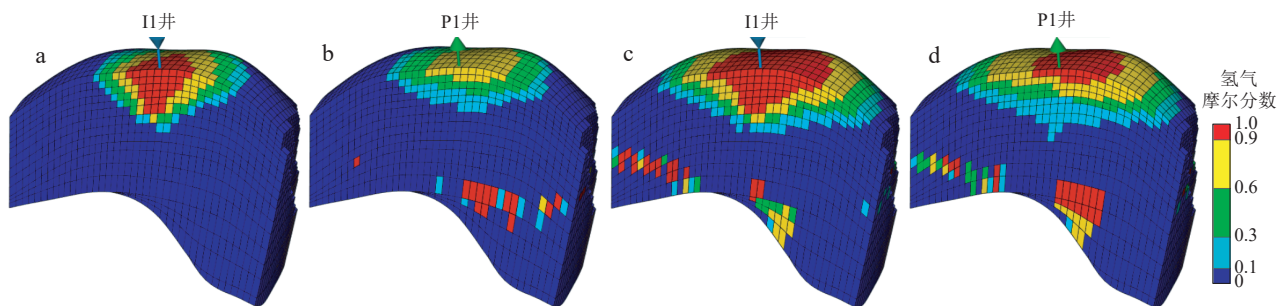


图4 不同注-采阶段氢气摩尔分数三维分布

Fig. 4 Three-dimensional distribution of hydrogen mole fraction at different injection-production stages

a. 第一轮注入结束;b. 第一轮采出结束;c. 第五轮注入结束;d. 第五轮采出结束

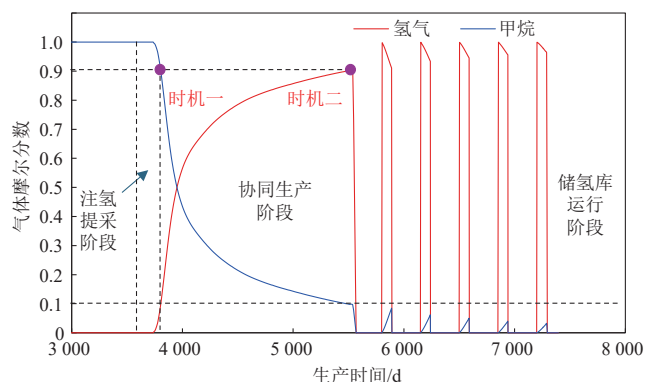


图5 注氢提采-协同生产-储氢库运行各阶段确定方法

Fig. 5 Method for determining the stages of H₂-EGR, synergistic operation, and hydrogen storage operation

气藏区,生产井完全被水淹,井底含水饱和度由初始的25%上升到59%,气井日产水量稳定在25 m³左右。注氢提采算例显示氢气富集在储层顶部,底水无法突破氢气屏障,水侵区面积较衰竭开发算例大大缩小。相应的储层压力分布如图8所示:①衰竭开采算例(图8a),在生产井的周围形成低压区,井底压力由初始的19.3 MPa

降低至8.4 MPa;②而注氢提采算例(图8b),即便在多采出 0.26×10^8 m³甲烷的情况下(采收率提高3.73%) (图9),由于有氢气注入,储层能量得到一定补充,生产15 a后(时机二对应点)井底压力较衰竭开发高1.6 MPa。

需要注意的是,图7和图8展示的控水增压效果涵盖了整个协同阶段。由于氢气较强的流动能力,在氢气开始注入后的很短时间内,生产井即产出氢气,提采阶段持续时间较短,很快即进入协同阶段(图5),增加的甲烷产出量主要由该阶段贡献,但同时也伴随着氢气的大量产出,一定程度上降低了注氢提采的效果。因此,后续可通过优化氢气注采工作制度,避免氢气过早突破至生产井底,从而进一步提高甲烷采收率。

2.5 储氢库运行

基于前文确定的不同阶段划分方法,当产出的氢气摩尔分数大于0.9时,即转为储氢库运行阶段。图10展示了转为储氢库运行时的气体摩尔分数分布,经过提采及协同运行后,储层中甲烷剩余量为 6.18×10^8 m³,氢

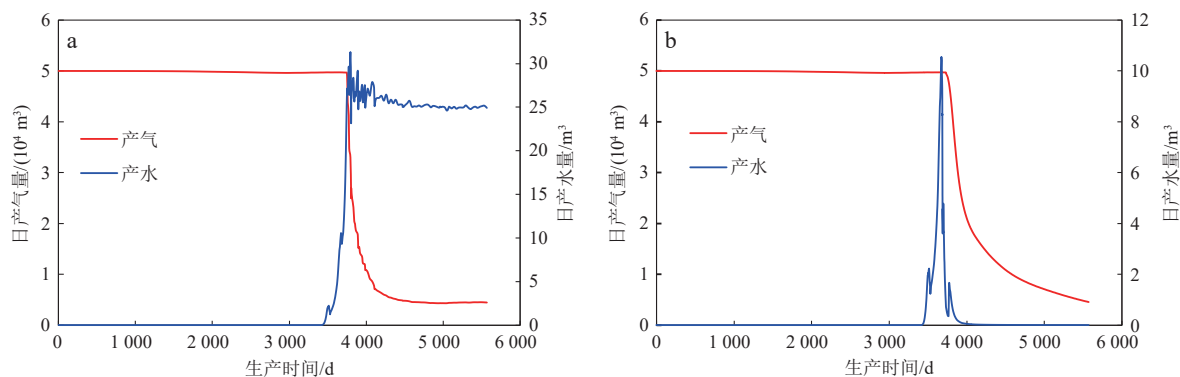


图6 不同开采模式下单井产水-产气曲线

Fig. 6 Water and gas production curves for individual wells under different modes

a. 衰竭开采; b. 注氢提采

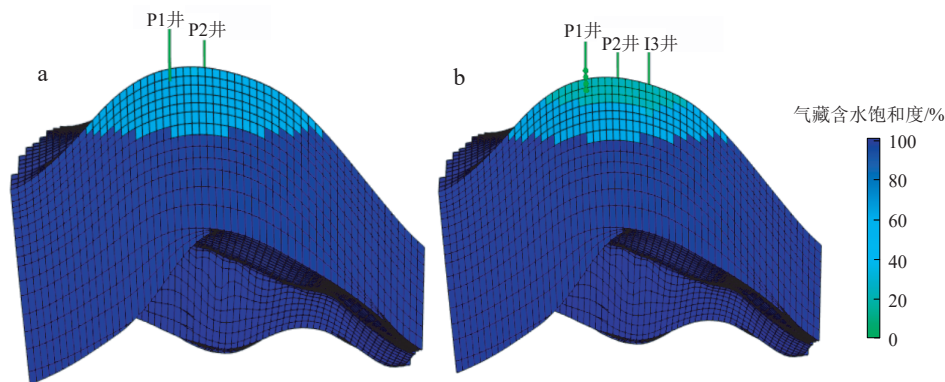


图7 不同开采模式下生产15 a后气藏含水饱和度三维分布

Fig. 7 3D distribution of water saturation after 15 years of production under different development methods

a. 衰竭开采; b. 注氢提采

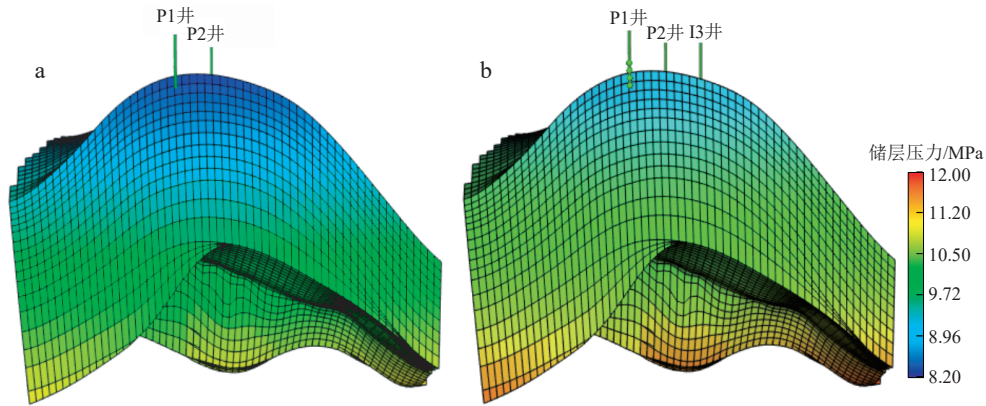


图8 不同开采模式下生产15 a后气藏储层压力三维分布

Fig. 8 3D distribution of gas reservoir pressure after 15 years of production under different development methods

a. 衰竭开采; b. 注氢提采

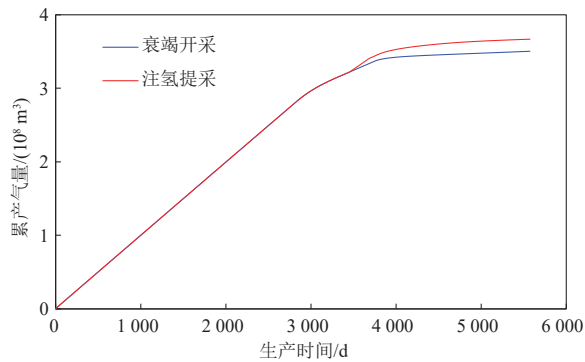


图9 衰竭开采和注氢提采开发效果对比

Fig. 9 Comparison of development performance between depletion development and H₂-EGR

气剩余量为 $0.41 \times 10^8 \text{ m}^3$, 剩余的甲烷和氢气将共同组成储氢库的垫底气。

按照表1所示的工作制度, 储氢库5个周期生产动态如图11所示。由于混合带的存在, 以及P1和P2井靠近甲烷富集区域(图10), 使得氢气在产出的过程中仍然伴随一定量的甲烷产出: ①氢气日产量在达到

$33.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的最大日产量后随即递减; ②甲烷则呈相反的生产动态, 单轮次内随着生产的进行, 产量逐渐升高, 但最大日产量仅为 $4.90 \times 10^4 \text{ m}^3$, 5个轮次内累产甲烷量为 $0.11 \times 10^8 \text{ m}^3$, 仅占甲烷垫底气量的1.78%, 对隔离地层水和氢气接触作用的发挥几乎没有影响。5个轮次氢气总产出量为 $1.25 \times 10^8 \text{ m}^3$, 采出率可达83.64%, 且每个轮次生产规律高度相似, 表明储氢库将一直稳定运行。

相应的甲烷与氢气浓度分布场图可进一步解释生产动态特征(图12a): ①氢气注入结束后, 甲烷被驱替至远离生产井底, 井底周围为纯氢气富集, 在产出阶段, 生产井优先采出井底附近的纯氢气; ②随着氢气持续被采出以及井底流压降低, 甲烷开始驱替氢气, 混合气带逐渐扩大至生产井底(图12b), 甲烷伴随产出。第一周期和第三周期甲烷-氢气浓度场图略有差别: 第一周期注入结束后, 混合气带范围较小, 这也是图11a中氢气首个周期采出量更高的原因; 随着注采轮次增加(至第三周期), 甲烷的浓度略有降低, 采出结束后混

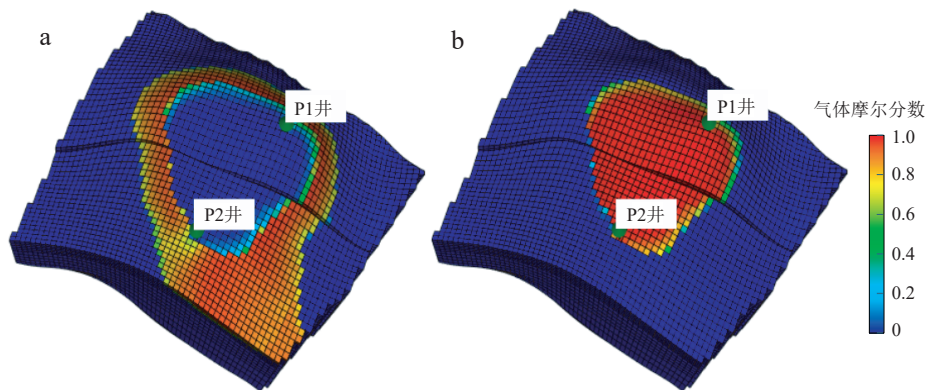


图10 储氢库运行开始时甲烷(a)和氢气(b)的气体摩尔分数三维分布

Fig. 10 Gas mole fraction distribution of methane (a) and hydrogen (b) at the onset of hydrogen storage operation

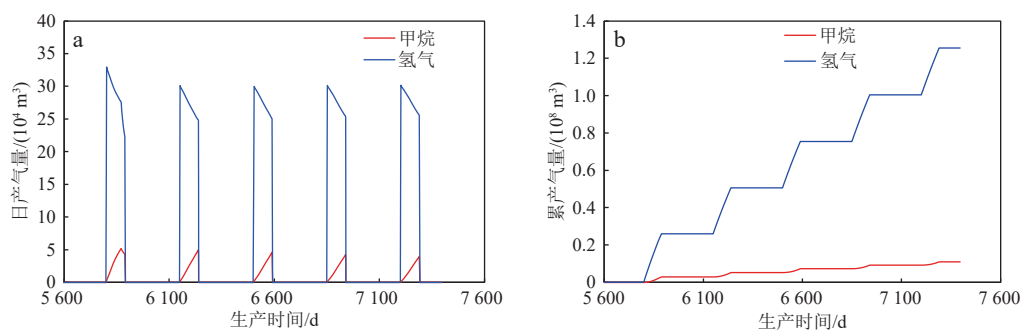


图11 储氢库运行阶段动态生产曲线

Fig. 11 Production performance during the hydrogen storage operation stage

a. 日产气量; b. 累产气量

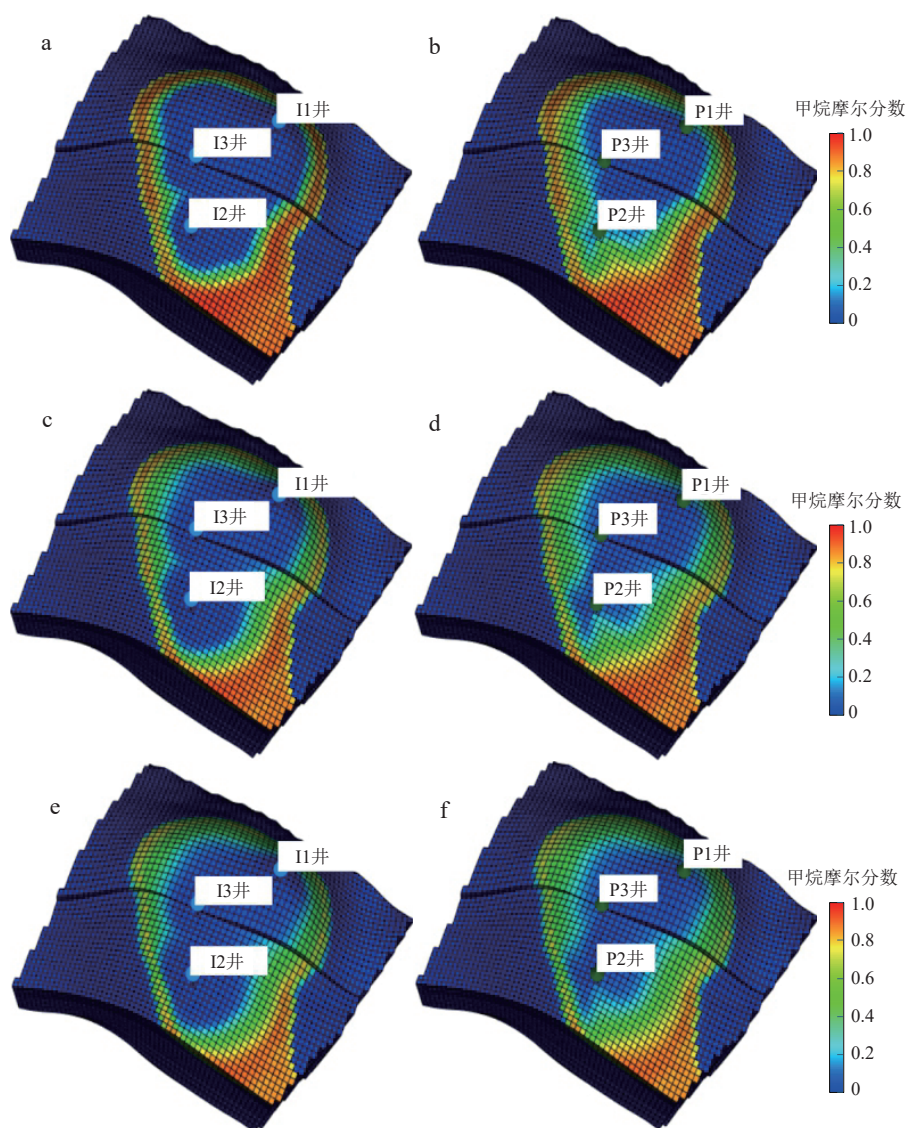


图12 不同注-采阶段甲烷摩尔分数三维分布

Fig. 12 3D distribution of methane mole fraction at different injection-production stages

a. 首周期注入结束; b. 首周期采出结束; c. 第三周期注入结束; d. 第三周期采出结束; e. 第五周期注入结束; f. 第五周期采出结束

合气带范围也更大。继续增加注采轮次发现,第三周期与第五周期甲烷-氢气浓度场图差异较小,并且无

论是注入还是产出阶段,甲烷的外边界范围基本保持不变,这是储氢库稳定运行的主要原因。需要说明的

是,本文并未考虑氢脆等工程材料因素对地下储氢技术的限制,主要是通过数值模拟证实本文提出的模式在技术上的可行性。

3 结论

1) 基于产出气氢气摩尔分数动态阈值提出了生产过程的3阶段划分方法,可实现气藏井网向储氢库注采系统的转换。

2) 在注氢提采与协同阶段,氢气注入可有效抑制水侵并补充地层能量,生产井日产水量由 25 m³降至不产水,井底压力提升 1.6 MPa,甲烷采收率提高 3.73%。

3) 在模拟储氢库运行的5个周期内,甲烷垫底气损耗率仅为 1.78%,甲烷-地层水边界保持稳定,氢气采出率达 83.64%,甲烷作为垫底气的储氢库可保持稳定运行。

参 考 文 献

- [1] KING A D, KAROLY D J. Climate extremes in Europe at 1.5 and 2 degrees of global warming[J]. *Environmental Research Letters*, 2017, 12(11): 114031.
- [2] WANG G, PICKUP G, SORBIE K, et al. Scaling analysis of hydrogen flow with carbon dioxide cushion gas in subsurface heterogeneous porous media[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(3): 1752-1764.
- [3] JOHNSON N, LIEBREICH M, KAMMEN D M, et al. Realistic roles for hydrogen in the future energy transition[J]. *Nature Reviews Clean Technology*, 2025, 1(5): 351-371.
- [4] 周守为, 朱军龙. 助力“碳达峰、碳中和”战略的路径探索[J]. *天然气工业*, 2021, 41(12): 1-8.
ZHOU Shouwei, ZHU Junlong. Exploration of ways to helping “Carbon Peak and Neutrality” strategy[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(12): 1-8.
- [5] AL-ALAWI A, CHEN Mingjie, MAZOUZ E H, et al. Unlocking the potentials of depleted gas fields: A numerical evaluation of underground CO₂ storage and geothermal energy harvesting[J]. *Energy Geoscience*, 2025, 6(2): 100395.
- [6] AMIRTHAN T, PERERA M S A. Underground hydrogen storage in Australia: A review on the feasibility of geological sites[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, 48(11): 4300-4328.
- [7] JAHANBAKHS A, LOUIS POTAPOV-CRIGHTON A, MOSALLANEZHAD A, et al. Underground hydrogen storage: A UK perspective[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2024, 189(Part B): 114001.
- [8] LE DUIGOU A, BADER A G, LANOIX J C, et al. Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(36): 22987-23003.
- [9] LEMIEUX A, SHKARUPIN A, SHARP K. Geologic feasibility of underground hydrogen storage in Canada[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(56): 32243-32259.
- [10] 邹才能, 李士祥, 熊波, 等. 碳中和“超级能源系统”内涵、路径及意义——以鄂尔多斯盆地为例[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(4): 924-936.
ZOU Caineng, LI Shixiang, XIONG Bo, et al. Connotation, pathway and significance of carbon neutrality “super energy system”: A case study of the Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 924-936.
- [11] RAZA A, ARIF M, GLATZ G, et al. A holistic overview of underground hydrogen storage: Influencing factors, current understanding, and outlook[J]. *Fuel*, 2022, 330: 125636.
- [12] ACHBAB E, LAMBARKI R, RHINANE H, et al. Integrating geographic information system and 3D virtual reality for optimized modeling of large-scale photovoltaic wind hybrid system: A case study in Dakhla City, Morocco[J]. *Energy Geoscience*, 2025, 6(2): 100389.
- [13] TARKOWSKI R. Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 105: 86-94.
- [14] BADE S O, TAIWO K, NDULUE U F, et al. A review of underground hydrogen storage systems: Current status, modeling approaches, challenges, and future prospective[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 80: 449-474.
- [15] ZIVAR D, KUMAR S, FOROOZESH J. Underground hydrogen storage: A comprehensive review[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, 46(45): 23436-23462.
- [16] 周庆凡, 张俊法. 地下储氢技术研究综述[J]. *油气与新能源*, 2022, 34(4): 1-6.
ZHOU Qingfan, ZHANG Junfa. Review of underground hydrogen storage technology[J]. *Petroleum and New Energy*, 2022, 34(4): 1-6.
- [17] 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 Songqi, ZOU Caineng, WANG Hangzhou, et al. Development status of underground hydrogen storages and top ten technical challenges to efficient construction of gas reservoir-type underground hydrogen storages[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(11): 164-180.

- [18] 王浩, 徐俊辉, 陆佳敏, 等. 大规模地质储氢工程现状及应用展望[J]. 中国地质, 2025, 52(1): 180–204.
WANG Hao, XU Junhui, LU Jiamin, et al. Current situation and application prospect of large-scale geological hydrogen storage engineering[J]. *Geology in China*, 2025, 52(1): 180–204.
- [19] 张俊法, 曾大乾, 陈诗望, 等. 地下储氢技术现状及在中国加快发展的可行性[J]. 世界石油工业, 2024, 31(4): 114–119.
ZHANG Junfa, ZENG Daqian, CHEN Shiwang, et al. Global status and China rapid development feasibility of underground hydrogen storage technology [J]. *World Petroleum Industry*, 2024, 31(4): 114–119.
- [20] SAMBO C, DUDUN A, SAMUEL S A, et al. A review on worldwide underground hydrogen storage operating and potential fields [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(54): 22840–22880.
- [21] HASSANNAYEBI N, AZIZMOHAMMADI S, DE LUCIA M, et al. Underground hydrogen storage: application of geochemical modelling in a case study in the Molasse Basin, Upper Austria [J]. *Environmental Earth Sciences*, 2019, 78(5): 177.
- [22] SALÓ-SALGADO L, MØYNER O, LIE K A, et al. Three-dimensional simulation of geologic carbon dioxide sequestration using MRST [J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2024, 14(1): 34–48.
- [23] 刘坚, 钟财富. 我国氢能发展现状与前景展望[J]. 中国能源, 2019, 41(2): 32–36.
LIU Jian, ZHONG Caifu. Current status and prospects of hydrogen energy development in China [J]. *Energy of China*, 2019, 41(2): 32–36.
- [24] 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.
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.
- [25] 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.
- [26] 王超, 付晓飞, 靳叶军, 等. 辽河盆地雷61储气库安全运行相关断层稳定性评价[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5): 1731–1744.
WANG Chao, FU Xiaofei, JIN Yejun, et al. Fault stability assessment for the safe operation of the Lei 61 underground gas storage facility in the Liaohe Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(5): 1731–1744.
- [27] 完颜祺琪, 李国欣, 朱华银, 等. 中国天然气地下储气库重大理论、关键技术进展与展望[J]. 天然气工业, 2025, 45(1): 153–163.
WANYAN Qiqi, LI Guoxin, ZHU Huayin, et al. Major theories and key technologies of underground natural gas storage facilities in China: Progress and prospects [J]. *Natural Gas Industry*, 2025, 45(1): 153–163.
- [28] 苗安康, 袁越, 吴涵, 等. “双碳”目标下绿色氢能技术发展现状与趋势研究[J]. 分布式能源, 2021, 6(4): 15–24.
MIAO Ankang, YUAN Yue, WU Han, et al. Research on development status and trend of green hydrogen energy technologies under targets of carbon peak and carbon neutrality [J]. *Distributed Energy*, 2021, 6(4): 15–24.
- [29] 黄格省, 阎捷, 师晓玉, 等. 新能源制氢技术发展现状及前景分析[J]. 石化技术与应用, 2019, 37(5): 289–296.
HUANG Gesheng, YAN Jie, SHI Xiaoyu, et al. Development status and prospect analysis of hydrogen production with new energy technology [J]. *Petrochemical Technology & Application*, 2019, 37(5): 289–296.
- [30] JI Wendong, WAN Jifang, LI Jingcui, et al. Integration of large-scale underground energy storage technologies and renewable energy sources [J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2024, 14(2): 81–85.
- [31] 程德宝, 蔺建刚, 魏乃腾, 等. 氢气输送管道技术发展现状[J]. 油气储运, 2024, 43(6): 624–631.
CHENG Debao, LIN Jiangang, WEI Naiteng, et al. Review of hydrogen transmission pipeline technology development [J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2024, 43(6): 624–631.
- [32] 王贺佳, 谢丽蓉, 卞一帆, 等. 考虑氢能重卡与风光协同降碳的双层优化调度[J]. 太阳能学报, 2025, 46(6): 219–228.
WANG Hejia, XIE Lirong, BIAN Yifan, et al. Considering of dual-layer optimized scheduling for hydrogen-powered heavy trucks and wind-solar synergy in carbon reduction [J]. *Acta Energetica Sinica*, 2025, 46(6): 219–228.
- [33] 王新东, 王雪琦, 单立东, 等. 氢能重卡物流在钢铁行业的创新实践及战略思考[J]. 钢铁, 2024, 59(11): 12–20.
WANG Xindong, WANG Xueqi, SHAN Lidong, et al. Innovative practice and strategic thinking of hydrogen energy heavy truck logistics in steel industry [J]. *Iron & Steel*, 2024, 59(11): 12–20.
- [34] 洪伟民, 俞欣然, 李玉星. 含水层地下储氢性能数值模拟[J]. 油气储运, 2024, 43(10): 1109–1117.
HONG Weimin, YU Xinran, LI Yuxing. Numerical simulation of underground hydrogen storage performance in aquifers [J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2024, 43(10): 1109–1117.
- [35] ZENG Lingping, SANDER R, CHEN Yongqiang, et al.

- Hydrogen storage performance during underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs: A review [J]. *Engineering*, 2024, 40: 211–225.
- [36] CHEN Yongqiang, NIASAR V, MA Lin, et al. Effect of salinity, mineralogy, and organic materials in hydrogen wetting and its implications for underground hydrogen storage (UHS) [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, 48(84): 32839–32848.
- [37] AL-YASERI A, AL-MUKAINAH H, YEKEEN N, et al. Experimental investigation of hydrogen-carbonate reactions via computerized tomography: Implications for underground hydrogen storage [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, 48(9): 3583–3592.
- [38] ZENG Lingping, HOSSEINI M, KESHAVERZ A, et al. Hydrogen wettability in carbonate reservoirs: Implication for underground hydrogen storage from geochemical perspective [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(60): 25357–25366.
- [39] 王璐, 金之钧, 吕泽宇, 等. 地下储氢研究进展及展望[J]. *地球科学*, 2024, 49(6): 2044–2057.
- WANG Lu, JIN Zhijun, LYU Zeyu, et al. Research progress in underground hydrogen storage [J]. *Earth Science*, 2024, 49(6): 2044–2057.
- [40] KANAANI M, SEDAEE B, ASADIAN-PAKFAR M. Role of cushion gas on underground hydrogen storage in depleted oil reservoirs [J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 45: 103783.
- [41] ZAMEHRIAN M, SEDAEE B. Underground hydrogen storage in a partially depleted gas condensate reservoir: Influence of cushion gas [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 212: 110304.
- [42] SAEED M, JADHAWAR P. Optimizing underground hydrogen storage in aquifers: The impact of cushion gas type [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 52 (Part A): 1537–1549.
- [43] MAO Shaowen, CHEN Bailian, MORALES M, et al. Cushion gas effects on hydrogen storage in porous rocks: Insights from reservoir simulation and deep learning [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 68: 1033–1047.
- [44] WANG G, PICKUP G, SORBIE K, et al. Numerical modelling of H₂ storage with cushion gas of CO₂ in subsurface porous media: Filter effects of CO₂ solubility [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(67): 28956–28968.
- [45] PENG Dingyu, ROBINSON D B. A new two-constant equation of state [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 1976, 15(1): 59–64.
- [46] MKEMAI R M, GONG Bin. Geological performance evaluation of CO₂ sequestration in depleted oil reservoirs: A simulation study on the effect of water saturation and vertical to horizontal permeability ratio [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 76: 103196.

(编辑 张济华)