

引文: 周照恒, 李玉星, 林敏, 等. 盐穴储气库注采气井脖颈收缩原因及预防治理措施[J]. 油气储运, 2024, 43(11): 1313-1319.

ZHOU Zhaoheng, LI Yuxing, LIN Min, et al. Study of causes for neck contraction of gas injection-production well in salt cavern gas storage and its preventive and remedial measures[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2024, 43(11): 1313-1319.

盐穴储气库注采气井脖颈收缩原因及预防治理措施

周照恒^{1,2} 李玉星¹ 林敏² 郭宏帅² 王建夫²

1. 中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院; 2. 中国石油盐穴储气库技术研究中心

摘要:【目的】2019 年,在金坛盐穴储气库带压测腔施工过程中,发现有 2 个注采气井的脖颈收缩严重,与 2013 年的检测结果相比,体积收缩率分别达 66% 与 72%。为避免脖颈继续收缩导致脖颈段通道堵塞,保障注采气的安全稳定运行,需开展腔体脖颈收缩原因研究,有针对性地提出预防及治理措施。【方法】参考金坛盐穴储气库中 2 个腔体的生产运行数据、脖颈形状测量数据、地质条件、岩盐力学参数等资料,采用数值模拟分析、多臂井径仪测量、井下电视观察等手段对脖颈收缩原因进行研究。【结果】2 个腔体的生产运行情况均符合设计要求;数值模拟结果显示,在设计运行压力 7~15 MPa 范围内,脖颈半径的最大蠕变收缩量为 7.62 mm,压力对脖颈收缩影响较小;多臂井径仪的测量结果与声呐测量数据基本相符,排除了测量出现误差的可能性;井下电视观察结果显示脖颈收缩处有大量盐结晶。【结论】盐穴储气库按照设计压力运行,可有效避免蠕变所引起的脖颈收缩;脖颈收缩主要由盐结晶导致,盐结晶则主要由注采运行过程中凝析水附着在脖颈处引起岩盐重结晶导致。对此可采取优化监测手段及监测周期、优化脖颈段工艺设计、治理腔内残留卤水等手段对脖颈收缩进行预防,并可采用连续油管射流清洗技术进行脖颈堵塞治理。(图 7,表 2,参 24)

关键词: 盐穴储气库; 注采气井; 脖颈收缩; 蠕变; 盐结晶

中图分类号: TE822

文献标识码: A

文章编号: 1000-8241(2024)11-1313-07

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2024.11.013

Study of causes for neck contraction of gas injection-production well in salt cavern gas storage and its preventive and remedial measures

ZHOU Zhaoheng^{1,2}, LI Yuxing¹, LIN Min², GUO Hongshuai², WANG Jianfu²

1. College of Pipeline and Civil Engineering, China University of Petroleum (East China); 2. PetroChina Research Center of Salt-Cavern UGS Technology

Abstract: [Objective] Severe neck contraction was identified in two gas injection-production wells during the pressurized cavern testing at Jintan Salt Cavern Gas Storage in 2019. They experienced a remarkable volume reduction of 66% and 72%, respectively, compared to the testing results in 2013. To prevent potential blockages in the neck segments due to further contraction and ensure the continued safe and stable operation of these wells, it is crucial to explore the causes of cavern neck contraction and implement targeted preventive and remedial measures. [Methods] The study was based on extensive data gathered from the two caverns, encompassing information on production operation, neck shape measurements, local geological conditions, and mechanical parameters of the rock salt. Various methods were employed to investigate the factors behind neck contraction, such as numerical simulation analysis, multi-arm caliper measurements, and downhole TV monitoring. [Results] The production and operation of the two caverns were found to align with the design specifications. According to numerical simulation results, the maximum creep contraction in the neck radius was 7.62 mm within the design pressure range of 7 to 15 MPa, with pressure demonstrating minimal impact on neck contraction. The results from the multi-arm caliper measurements closely matched the sonar-derived data, effectively ruling out measurement errors. Downhole TV monitoring uncovered a significant presence of salt crystals at the site of neck contraction. [Conclusion] The operation of the salt cavern gas storage within the design pressure range proved effective in preventing neck contraction induced by creep. The main cause of neck contraction was attributed to salt crystallization, primarily triggered by the recrystallization of rock salt due to condensate water attaching to

the neck during injection and production operations. Consequently, this paper introduces preventive measures, such as optimizing monitoring methods and cycles, refining the process design of neck segments, and addressing residual brine in the caverns. Additionally, the utilization of jet cleaning technology with coiled tubing is proposed as a remedial measure. (7 Figures, 2 Tables, 24 References)

Key words: salt cavern gas storage, gas injection-production well, neck contraction, creep, salt crystallization

盐穴是经盐矿开采后留下的地下空间,体积巨大且密封良好,被认为是能源储备的理想场所^[1]。但由于盐岩具有典型的蠕变特性,许多盐穴都出现了体积收缩的现象。如法国 Tersanne、美国 Eminence、德国 Kiel 等盐穴储气库在运行中均出现了不同程度的体积收缩现象,收缩率最高可达 40%^[2-5]。盐穴腔体的脖颈处也由盐岩构成,同样存在蠕变收缩现象。如法国 Tersanne 某一盐穴储气腔体在运行 30 年后,注采气速率降低了 80%,随后通过井下摄像机证实了其脖颈处几乎完全堵塞^[6]。中国盐穴储气库建设较晚,仅金坛地区投产的盐穴腔体较多^[7-8],2019 年带压测腔过程中发现金坛地区 X1 井及 X2 井的腔体脖颈出现了较严重的收缩现象,脖颈体积分别减少了 66%与 72%,这是中国首次发现盐穴腔体脖颈出现收缩的案例。脖颈收缩会使得注采气压力增大、速率降低,严重时将导致无法进行注采气。且脖颈收缩到一定程度后声呐等测井仪器无法下入腔体进行腔体监测,严重影响注采气的运行安全。

目前,学者们已开展了大量关于盐穴收缩原因的研究。井文君等^[9]通过对盐穴腔体收缩影响因素进行敏感性分析指出,岩盐的蠕变特性是导致腔体发生体积收缩的根本原因,相邻腔体运行模式、低压运行时间比及腔体高径比是 3 个显著影响因素。时文等^[10]研究了盐穴储气库的运行压力对腔体稳定性的影响,发现腔体形态、最低运行压力、压力波动情况是影响腔体收缩的关键因素。安国印等^[11]分析了金坛地区 A 盐穴的腔体体积收缩率较大的原因,指出该腔体整体稳定性评价较好,体积收缩率较大可能为测量误差所致。目前盐穴收缩的相关研究多集中在腔体上,对脖颈收缩原因的研究较少。在此,借鉴前人对腔体收缩的研究成果,围绕盐穴储气库注采气腔体的脖颈收缩原因开展研究,提出预防及治理建议,以期盐穴储气库的安全平稳运行提供保障。

1 脖颈收缩情况

X1 井及 X2 井是两口由盐化老腔改建而成的储气库井,位于金坛盆地的直溪桥凹陷西北部, X1 井

的盐层埋深为 933~1 072 m, X2 井的盐层埋深为 924~1 065 m,均于 2007 年投产。投产时, X1 井的腔体体积为 105 600 m³, X2 井的腔体体积为 129 800 m³。2013 年与 2019 年分别开展了带压测腔,测腔结果显示 X1 井的腔体体积分别收缩了 1.68%与 0.8%, X2 井的腔体体积分别收缩了 1.17%与 1.7%,均符合稳定性评价要求。

脖颈是指生产套管鞋与盐穴腔体之间的裸眼井段,主要采用声呐检测技术对其进行测量^[12]。2013 年与 2019 年的声呐测量结果(表 1、图 1)显示, X1 井的脖颈体积减少了 66%, X2 井的脖颈体积减少了 72%,两井的脖颈多处出现了明显收缩。

表 1 X1 井与 X2 井的脖颈体积变化情况表

Table 1 Changes in neck volume of Well X1 and Well X2

| 井号 | 脖颈埋深/m | 脖颈体积/m ³ | | 体积变化量/m ³ | 体积变化率 |
|----|---------------|---------------------|--------|----------------------|-------|
| | | 2013 年 | 2019 年 | | |
| X1 | 940.83~961.00 | 5.25 | 1.76 | -3.49 | -66% |
| X2 | 931.20~937.00 | 1.55 | 0.44 | -1.11 | -72% |

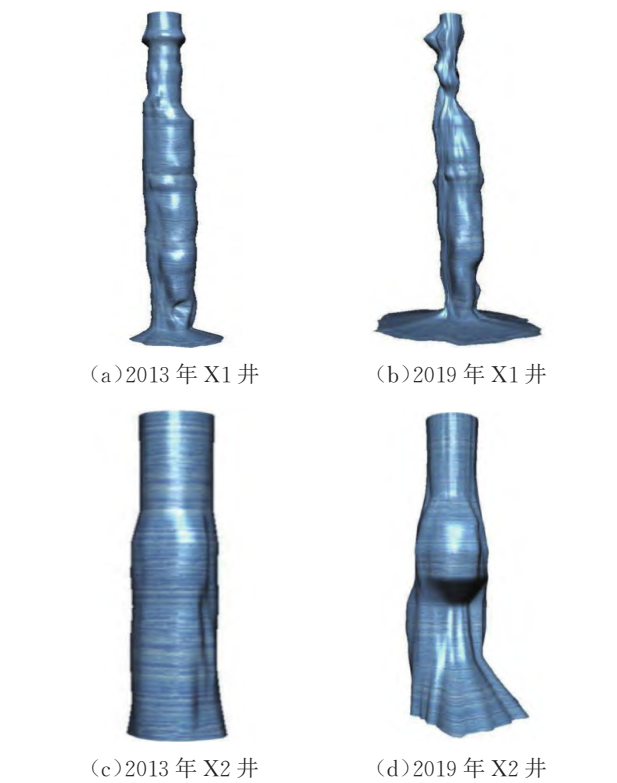


图 1 2013 年及 2019 年的 X1 井与 X2 井的脖颈形状变化对比图
Fig. 1 Changes in neck shapes of Well X1 and Well X2 (2019 vs. 2013)

2 颈收缩原因

2.1 生产运行工况

相邻腔体运行模式、压力波动速率、最低运行压力及其时间占比对盐穴腔体收缩的影响较大。X1井与X2井的井间距为104.43 m,周边无相邻储气腔体,设计运行压力7~15 MPa(腔内压力),由于距离较近,矿柱宽度较小,为保证腔体稳定,采用同注同采工艺,压力变化基本相同。2013年与2019年两次测腔期间进行了约10次大规模注采气,注采气时井口压力波动区间为9~13.5 MPa,换算成腔内压力为10~15 MPa,采气后低压运行时间为20个月,约占总运行时间的30%。采气压降最高速率为0.36 MPa/d,低于0.5 MPa/d的设计限值。两井生产运行情况均符合设计要求,无法判断为引起颈收缩的原因。

2.2 蠕变收缩

结合颈形状测量数据、地质条件、盐岩力学参数建模,通过数值模拟对颈颈段进行蠕变应变分析。两口井的地质条件相似,且采用同注同采工艺,因此选取体积变化率更大的X2井作为代表开展数值模拟。

2.2.1 物理模型与基本参数

为全面反映颈颈变化情况,采用三维建模方式进行数值模拟,模型基于2013年X2井颈颈声呐测量数据建立(图2),模拟运行5年后的颈颈蠕变情况。颈颈整体为瘦长圆柱体,高5.8 m,最大半径0.4 m,最小半径0.21 m。选取边长为40 m的立方体作为地质体模型,设置其顶部埋深914 m,底部埋深954 m,将颈颈模型置于立方体中心,颈颈埋深为931.2~937.0 m,建立蠕变模拟过程的物理模型(图3),模型计算所需的盐岩力学参数均来自前期试验测试结果(表2)。

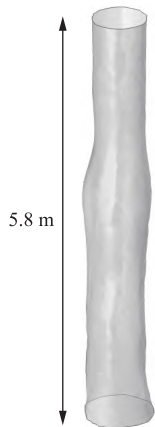


图2 X2井颈颈物理模型图
Fig. 2 Physical model for neck of Well X2

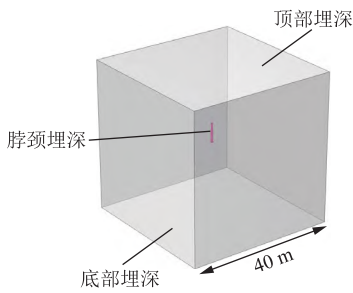


图3 X2井颈颈处蠕变模拟物理模型图
Fig. 3 Physical model for simulations of neck creep in Well X2

表2 盐岩力学参数表
Table 2 Mechanical parameters of salt rock

| 密度/ (kg·m ⁻³) | 弹性 模量/GPa | 泊松 比 | 黏聚力/ MPa | 内摩擦 角/(°) | 应力 指数 | 蠕变速率/ (h ⁻¹) |
|------------------------------|--------------|---------|-------------|--------------|----------|-----------------------------|
| 2 151.7 | 5.15 | 0.312 | 4.22 | 39.9 | 3.55 | 5.51×10 ⁻⁷ |

2.2.2 应力及位移边界条件

由于模型并未建至地表,应力与位移边界条件需满足实际情况及地应力测试结果。设置运行压力分别为7 MPa、8 MPa、9 MPa、10 MPa、11 MPa、12 MPa、13 MPa、14 MPa、15 MPa,运行时间为5年,地温梯度设定为3℃/(100 m)。模型顶部设置为上覆岩层自重应力^[13];模型底部采用固定约束,位移为0;模型四周采用辊轴位移约束,法向位移为0。采用COMSOL软件进行计算,为确保计算精度与计算速度,对颈颈处的网格进行加密处理,完整网格包含19 828个四面体单元、1 744个三角形单元、128个边单元及12个顶点单元。

2.2.3 模拟结果

模拟得到X2井不同压力下运行5年后颈颈处的蠕变收缩结果(图4)及单边最大蠕变收缩量变化曲线(图5)。可见,在设计运行的压力范围内,颈颈的单边最大蠕变收缩量为7.62 mm,对颈颈整体收缩结果的影响较小。因此,虽然颈颈处存在蠕变收缩,但蠕变收缩并不是颈颈收缩的主要影响因素。

2.3 多臂井径仪检测

为了排除声呐测量误差的影响,利用六十臂井径仪再次对颈颈段进行测量,并通过与声呐数据进行对比进一步证实颈颈处出现了收缩的情况。由于所采用的六十臂井径仪的测量上限为254 mm,超过该数值的实测曲线部分不是真实数值,不做评价。X1井的六十臂井径仪测量结果显示,埋深946.6 m处最小井径为137.5 mm,此处声呐测量结果约为140 mm;埋深955.2 m以下井径收缩严重,埋深960 m处直径为92 mm的井径仪遇阻,此处声呐测得最小井径约为90 mm。X2井

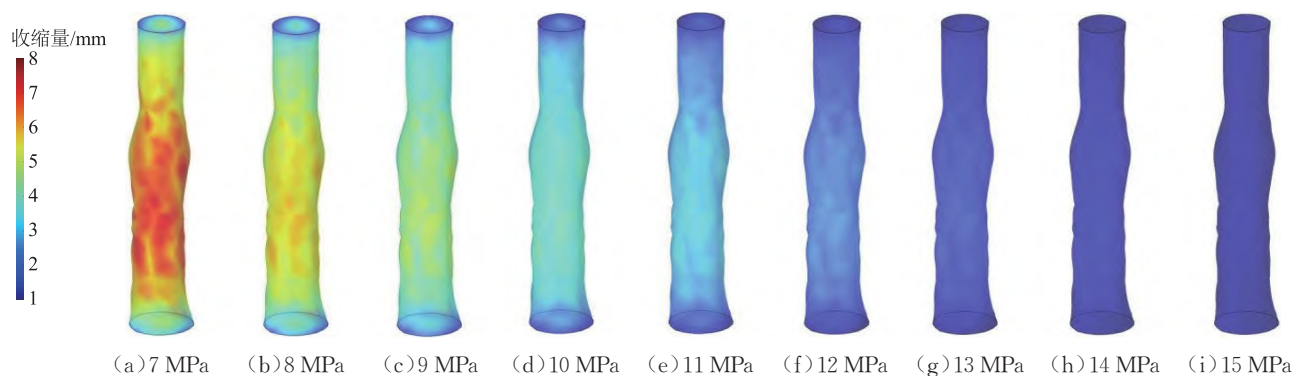


图 4 不同运行压力下 X2 井运行 5 年后脖颈处的蠕变收缩云图

Fig. 4 Contours of creep contraction at the neck of Well X2 after 5-year operation under different operating pressures

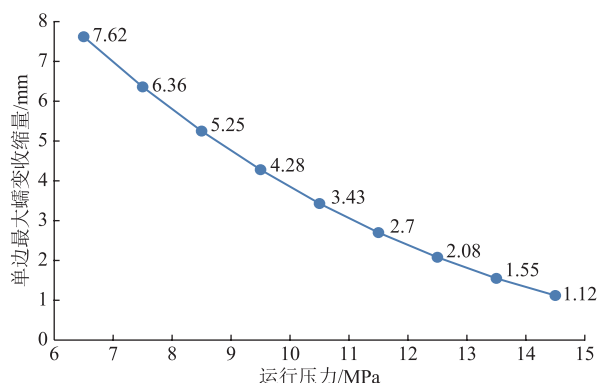


图 5 不同运行压力下 X2 井运行 5 年后脖颈处的单边最大蠕变收缩量变化曲线

Fig. 5 Variation curve of single-side maximum creep contraction at the neck of Well X2 after 5-year operation under different operating pressures

的六十臂井径仪测量结果显示,埋深 931.2~933.4 m 的井段收缩明显,埋深 933.4~935.6 m 的井段存在局部收缩,埋深 933.3 m 处井径最小为 203.37 mm,此处声呐测量得最小井径约为 210 mm。两口井的六十臂井径仪测量结果与声呐测量结果基本相符,进一步确认脖颈处存在收缩现象。

2.4 结晶现象及原因

为进一步探究脖颈收缩的原因,使用井下电视对 X1 井与 X2 井的脖颈段进行观察。依据脖颈收缩段的井下电视观察结果(图 6)可知,收缩处存在大量白

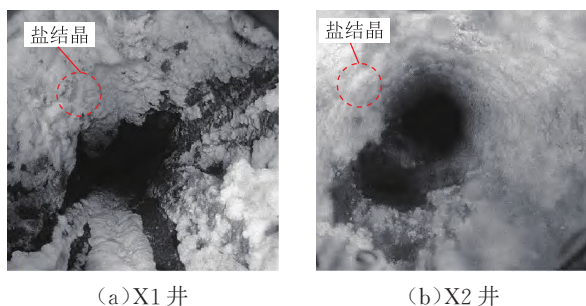
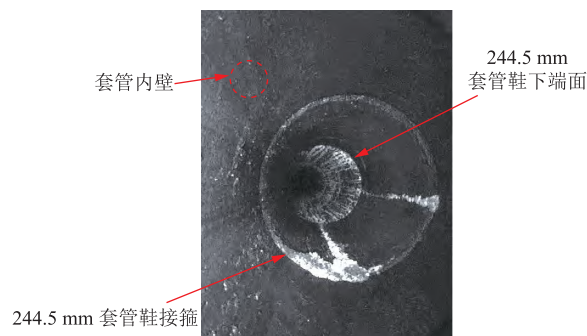


图 6 X1 井与 X2 井脖颈收缩段的井下电视观察图

Fig. 6 Downhole TV monitoring of neck contraction segments of Wells X1 and X2

色盐结晶,初步判断盐结晶等异物附着井壁是引起脖颈收缩的主要原因。

分析盐结晶产生的原因,以 X1 井为例,井下电视观察结果(图 7)显示,直径 244.5 mm 的生产套管内部较为干净,没有盐结晶,说明不是注采气过程中携带卤水或相关物质产生的结晶。套管鞋以下井段出现明显结晶,且盐结晶呈白色条带状,初步判断为在长期运行过程中凝析水附着在井壁所引起的岩盐重结晶。

图 7 X1 井 $\phi 244.5$ mm 的套管鞋及下方区域的井下电视观察图
Fig. 7 Downhole TV monitoring of $\phi 244.5$ mm casing shoe and lower area in Well X1

对采气带出水量进行了调研,以 X1 井为例,其最大库容为 $1.518 \times 10^7 \text{ m}^3$,调峰采气量为 $4.83 \times 10^6 \text{ m}^3$,单次调峰采气产出废水约 3 t。因此,在 2013—2019 年多次注采气过程中,采气带出水因流速、温度、压力等工况变化而形成凝析水沿井壁回流是极有可能的。

盐穴储气库腔内的天然气从进入注采气管柱至井口排出的过程是一个温度降低的过程。金坛地区地温梯度约为 $2.55 \text{ }^\circ\text{C}/(100 \text{ m})$,理论上埋深 1 000 m 的井的腔内温度与地面温度的温差可达 $25.5 \text{ }^\circ\text{C}$,注采气管柱周围的环境温度自下而上逐渐降低,管壁热辐射量大,壁面温度相对较低^[14],很容易形成凝析水。此外,在注采气过程中,腔内温度不断变化^[15-16],当腔内温度比围岩温度高时,也会导致凝析水的形成。

凝析水流至脖颈段时,液滴会溶解部分岩盐晶体形成饱和的氯化钠溶液,当所溶解的液滴处于过饱和状态时,会伴随晶体溶解-析出的平衡过程发生;在部分岩盐晶体被溶解的同时,有相同数量的晶体在脖颈表面析出;晶体逐渐生长,形成薄盐层覆盖于壁面之上。同时,饱和氯化钠溶液中水分的蒸发引起的温度降低也会导致晶体重结晶^[17-18]。

3 预防及治理措施

3.1 预防措施

1) 优化监测手段。声呐测量是现阶段脖颈处最主要的测量手段,但对于狭小空间,声呐的测量精度较低。因此,无法直接用于脖颈测量,需在声呐探头处加装一段延长反射管再进行测量,施工工序较为复杂,同时设备全部依赖进口,推广难度及成本较高。多臂井径仪主要用于测量套管变形情况,虽然测量精度比声呐高,但测量距离受限。井下电视可用于直接获取脖颈内部图像,但无法定量测量。适宜的测量技术是加强脖颈监测的基础,结合现阶段三维成像技术发展情况,可引入激光雷达与摄像组合的三维扫描建模技术进行脖颈测量。该技术已在军事、工业精密测量、地形勘测等领域成熟应用,在精确描绘脖颈形状的同时,还可以实现对脖颈内部图像的采集^[19-20]。

2) 优化监测周期。目前的腔体监测方案中,在腔体投入注采运行一定年限后才对脖颈进行测量,因此第一次带压测腔所得脖颈数据缺少对比文件,无法及时发现脖颈变化。如X1井于2007年投产,2019年才发现脖颈收缩。因此建议在腔体投产前增加一次对脖颈的测量,腔体投入注采运行后,建议每5年开展1次监测,对于异常井应适当缩短监测时间间隔。

3) 优化脖颈段工艺设计。盐穴储气库预留脖颈段主要是为了保证生产套管鞋在腔体周期性注采运行过程中的稳定性。由于地温梯度及注采气阶段温度变化的影响,凝析水及溶盐结晶的形成无法完全避免,在不影响管柱及腔体力学稳定性的前提下,可在钻井阶段采用扩眼法,增大裸眼段直径,为收缩预留更大空间,减小结晶的影响。

4) 治理腔体内残留卤水。腔体内所注天然气几乎不含水,如金坛储气库气质分析报告显示其烃类物质、氮气及二氧化碳的摩尔分数占比在99.9%以上,含水量极低,采出气中所含水主要来自腔体底部的注气排

卤残留水^[21-22]。可通过优化溶腔工艺形成有利于注气排卤的腔体底坑形状、创新注气排卤方式、向腔内注入隔离液隔绝底部残留卤水等手段,减少腔体底部残余卤水及其蒸发量,减缓凝析水的形成。

3.2 治理措施

盐穴腔体内充满高压天然气,为保持盐穴腔体内压力稳定,防止卡钻、落鱼等事故的发生,提高作业安全性及技术可靠性,可采用连续油管射流清洗技术进行脖颈堵塞治理^[23-24]。其工作原理为:利用连续油管将水力喷射清洗工具下至盐穴脖颈结晶堵塞井段,将清洗液经连续油管输送至清洗工具内,并在喷嘴出口处形成高能射流,喷头在高能射流反推力作用下旋转运动,形成高压旋转射流,当旋转射流冲击力大于盐结晶的抗剪切强度、抗拉强度时,结晶破碎,实现脖颈全方位扫描清洗,恢复脖颈正常尺寸,保证腔体内气体正常流通及检测设备顺利进出。

连续油管射流清洗技术已广泛应用于油气井管柱结垢、结蜡等堵塞物的清洗,具有快速起下、可带压作业、施工效率高等优势,其清洗的效果受连续油管尺寸、施工排量、泵压、喷嘴孔径、数量等因素影响,为保证清洗效果,可进一步开展相关研究。

4 结论

围绕盐穴储气库注采气腔体脖颈收缩原因开展研究,为保障盐穴储气库安全平稳运行,提出预防及治理措施,结论如下:

1) X2井脖颈处蠕变收缩的数值模拟结果显示,维持运行压力在合理范围内,蠕变对脖颈收缩影响较小,不是脖颈收缩的主要原因。通过井下电视对X1井与X2井的脖颈段进行观察,发现脖颈收缩处存在大量白色盐结晶,判断盐穴储气库脖颈收缩主要由凝析水溶盐结晶导致,凝析水的主要来源是腔底残留卤水。

2) 可通过优化监测手段、制定合理监测周期、优化脖颈段工艺设计、治理腔体内残留卤水等手段进行盐穴储气库脖颈收缩预防,并利用连续油管射流清洗技术进行治疗。盐穴腔体内充满高压天然气,为保障施工作业安全性及技术可靠性,需要对连续油管尺寸、施工排量、泵压、喷嘴孔径等影响因素进一步开展研究,以保障治理效果。

3) 由于中国盐穴储气库建设较晚,多数投产腔体运行年限较短,脖颈收缩研究样本较少。目前仅发现X1

井及 X2 井出现收缩情况,因此研究成果具有一定局限性。未来需进一步收集相关案例,丰富研究样本,同时进一步开展脖颈处盐结晶模拟实验,深化相关机理研究。

参考文献:

- [1] 杨春和,王同涛. 深地储能研究进展[J]. 岩石力学与工程学报, 2022, 41(9): 1729-1759. DOI: 10.13722/j.cnki.jrme.2022.0829.
- YANG C H, WANG T T. Advance in deep underground energy storage[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2022, 41(9): 1729-1759.
- [2] BÉREST P, BERGUES J, BROUARD B. Review of static and dynamic compressibility issues relating to deep underground salt caverns[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 1999, 36(8): 1031-1049. DOI: 10.1016/S0148-9062(99)00062-5.
- [3] BÉREST P, BROUARD B. Safety of salt caverns used for underground storage blow out; mechanical instability; seepage; cavern abandonment[J]. Oil & Gas Science and Technology- Revue d'IFP Energies Nouvelles, 2003, 58(3): 361-384. DOI: 10.2516/ogst:2003023.
- [4] 井文君,杨春和,陈锋. 基于事故统计分析的盐岩地下油/气储库风险评价[J]. 岩土力学, 2011, 32(6): 1787-1793. DOI: 10.16285/j.rsm.2011.06.020.
- JING W J, YANG C H, CHEN F. Risk assessment of salt cavern oil/gas storage based on accident statistical analysis[J]. Rock and Soil Mechanics, 2011, 32(6): 1787-1793.
- [5] 李维维. 盐岩蠕变特性及水平盐穴储库长期稳定性研究[D]. 西安: 西安建筑科技大学, 2020.
- LI W W. Study on the characteristics of salt rock creep and the longterm stability of horizontal salt reservoirs[D]. Xi'an: Xi'an University of Architecture and Technology, 2020.
- [6] REBIBO O, HUIN V, MERESSE Q, BLETNER G. Restoration of downhole access to a gas storage salt cavern by chimney enlargement[C]. Berlin: Solution Mining Research Institute Fall 2019 Conference, 2019: 1-9.
- [7] 马华兴. 国内盐穴储气库发展现状初探[J]. 盐科学与化工, 2021, 50(11): 1-4. DOI: 10.3969/j.issn.2096-3408.2021.11.001.
- MA H X. A preliminary study on the development current situation of salt cavern gas storage in China[J]. Journal of Salt and Chemical Industry, 2021, 50(11): 1-4.
- [8] 杨海军. 中国盐穴储气库建设关键技术及挑战[J]. 油气储运, 2017, 36(7): 747-753. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2017.07.001.
- YANG H J. Construction key technologies and challenges of salt-cavern gas storage in China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2017, 36(7): 747-753.
- [9] 井文君,杨春和,李鲁明,元震宇,施锡林,李银平. 盐穴储气库腔体收缩风险影响因素的敏感性分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(9): 1804-1812.
- JING W J, YANG C H, LI L M, YUAN Z Y, SHI X L, LI Y P. Sensitivity analysis of influence factors of cavern shrinkage risk in salt cavern gas storages[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(9): 1804-1812.
- [10] 时文,申瑞臣,徐义,苏海洋,杨长来. 盐穴储气库运行压力对腔体稳定性的影响[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(4): 89-92. DOI: 10.13639/j.odpt.2012.04.029.
- SHI W, SHEN R C, XU Y, SU H Y, YANG C L. Stability analysis of different shaped salt caverns under operation pressure[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(4): 89-92.
- [11] 安国印,王斌,王超,陈春花,路峥,史志峰,等. 金坛 A 盐穴储气库体积收缩率较大原因分析[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(4): 507-512. DOI: 10.13639/j.odpt.2020.04.023.
- AN G Y, WANG B, WANG C, CHEN C H, LU Z, SHI Z F, et al. Analysis on the reason for the higher volume shrinkage of Cavity A of Jintan salt-cavern gas storage[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(4): 507-512.
- [12] 杨海军,李建君,王晓刚,何俊,井岗,闫凤林. 盐穴储气库注采运行过程中的腔体形状检测[J]. 石油化工应用, 2014, 33(2): 22-25. DOI: 10.3969/j.issn.1673-5285.2014.02.006.
- YANG H J, LI J J, WANG X G, HE J, JING G, YAN F L. Shape survey of underground salt cavern gas storage during operation[J]. Petrochemical Industry Application, 2014, 33(2): 22-25.
- [13] 陈祥胜,熊天恺,李银平,施锡林,周冬林. 层状盐岩地下储气库运行压力设定方法研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2024, 43(5): 1139-1151. DOI: 10.13722/j.cnki.jrme.2023.0486.
- CHEN X S, XIONG T K, LI Y P, SHI X L, ZHOU D L. Setting method for operating pressure of underground gas storage bedded salt cavern[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2024, 43(5): 1139-1151.
- [14] 金琥,夏焱,袁光杰,庄晓谦,班凡生,董安琪. 盐穴地下储气库排卤管柱盐结晶影响因素实验研究[J]. 天然气工业, 2017, 37(4): 130-134. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.04.016.
- JIN X, XIA Y, YUAN G J, ZHUANG X Q, BAN F S, DONG

- A Q. An experimental study on the influencing factors of salt crystal in brine discharge strings of a salt-cavern underground gas storage (UGS)[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(4): 130-134.
- [15] 李建君,敖海兵,巴金红,陈加松,汪会盟,李淑平,等. 热应力对盐穴储气库稳定性的影响[J]. *油气储运*, 2017, 36(9): 1007-1012, 1018. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2017.09.004.
- LI J J, AO H B, BA J H, CHEN J S, WANG H M, LI S P, et al. Influence of thermal stress on the stability of salt-cavern gas storage[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2017, 36(9): 1007-1012, 1018.
- [16] LI W J, MIAO X X, WANG J F, LI X Z. Study on thermodynamic behaviour of natural gas and thermo-mechanical response of salt caverns for underground gas storage[J]. *Energy*, 2023, 262(Part B): 125601. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125601.
- [17] 冯阵东,谭浩林,周永,史淑珍,吴伟,刘惟庆,等. 卤水表面附近盐岩结晶特征研究[J]. *沉积学报*, 2024, 42(1): 20-28. DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2022.049.
- FENG Z D, TAN H L, ZHOU Y, SHI S Z, WU W, LIU W Q, et al. Study of crystallization of halite near the surface of brine[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2024, 42(1): 20-28.
- [18] 冯阵东,吴伟,程秀申,张继标,白圣方. 食盐析出实验对盐湖盆地沉积研究的启示[J]. *沉积学报*, 2014, 32(2): 238-243. DOI: 10.14027/j.cnki.cjxb.2014.02.009.
- FENG Z D, WU W, CHENG X S, ZHANG J B, BAI S F. Enlightenment from salt precipitation experiment to the researching on saline lacustrine basin sedimentology[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014, 32(2): 238-243.
- [19] 王升. 盐穴储气库气液界面激光测距方法探讨[J]. *江汉石油职工大学学报*, 2023, 36(3): 20-22, 29. DOI: 10.3969/j.issn.1009-301X.2023.03.007.
- WANG S. Discussion on laser ranging methods for gas-liquid interface in salt-cavern gas storage facilities[J]. *Journal of Jianghan Petroleum University of Staff and Workers*, 2023, 36(3): 20-22, 29.
- [20] 邸志刚,沈萌萌,贾春荣,陈佳旗,冯若楠. 激光测距技术研究现状及发展趋势[J]. *激光杂志*, 2023, 44(8): 1-8. DOI: 10.14016/j.cnki.jgzz.2023.08.001.
- DI Z G, SHEN M M, JIA C R, CHEN J Q, FENG R N. Laser distance measurement technology research status and development trend[J]. *Laser Journal*, 2023, 44(8): 1-8.
- [21] 李国韬,霍永胜,郝国永. 国外盐穴储气库盐腔残留水治理措施分析[J]. *天然气技术与经济*, 2014, 8(4): 48-50, 79. DOI: 10.3969/j.issn.2095-1132.2014.04.014.
- LI G T, HUO Y S, HAO G Y. Preventive measures of residual water in salt cavity, overseas salt-cavern gas storages[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2014, 8(4): 48-50, 79.
- [22] 王建夫,巴金红,王文权. 金坛盐穴储气库畸形对盐腔体积影响[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 44(6): 105-113. DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2020.10.09.02.
- WANG J F, BA J H, WANG W Q. Distortion influence on cavern volume of Jintan salt cavern gas storage[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2022, 44(6): 105-113.
- [23] 赵金,赵星,蔡鹏,彭齐,饶嘉骐. 连续管多孔喷嘴射流工具研制与清洗参数优化[J]. *石油钻探技术*, 2023, 51(3): 83-89. DOI: 10.11911/syztjs.2023061.
- ZHAO J, ZHAO X, CAI P, PENG Q, RAO J Q. Development of coiled tubing jet tools with multi-hole nozzles and cleaning parameter optimization[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2023, 51(3): 83-89.
- [24] 王成林,巴金红,郭凯,焦雨佳. 盐穴储气库注气排卤阶段管柱复杂情况处理方法[J]. *石油化工应用*, 2015, 34(10): 60-61, 79. DOI: 10.3969/j.issn.1673-5285.2015.10.014.
- WANG C L, BA J H, GUO K, JIAO Y J. Treatment method for complicated conditions of pipe column during gas injection and halogen discharge stage of salt cavern gas storage[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2015, 34(10): 60-61, 79.

(编辑:祁梦瑶)

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司科技项目“盐穴储库复杂介质地震响应规律及表征方法”, 2023DJ8307。

作者简介: 周照恒,男,1993年生,工程师,2015年毕业于华北理工大学石油工程专业,现主要从事盐穴储气库造腔工程与声呐测腔方向的研究工作。地址:江苏省镇江市润州区南徐大道商务区A区D座5楼,212000。电话:17721686693。Email:648990001@qq.com

通信作者: 李玉星,男,1970年生,教授,博士生导师,1997年博士毕业于中国石油大学(北京)油气储运工程专业,现主要从事天然气、氢气、二氧化碳管道输送理论与安全保障方向的研究工作。地址:山东省青岛市黄岛区长江西路66号,266500。电话:13370809333。Email:liyx@upc.edu.cn

- Received: 2024-04-19
- Revised: 2024-05-26
- Online: 2024-06-20

