



压缩空气储能盐穴储气库的热力耦合特性研究

王帆^{1,2}, 陈仕卿^{2,3}, 周学志^{2,3}, 徐玉杰^{2,3}, 陈海生^{2,3}

(¹江苏大学流体机械工程技术研究中心, 江苏 镇江 212013; ²中国科学院工程热物理研究所;

³北京 100190, 长时规模储能重点实验室, (中国科学院), 北京 100190)

摘要: 压缩空气储能 (compressed air energy storage, CAES) 技术是支撑新能源并网与电网调节的关键技术。然而, 在压缩空气储能系统运行过程中, 其重要组成部分盐穴储气库腔内气体的温度与压力随运行工况周期性变化, 导致围岩发生蠕变变形, 进而影响整个腔体的稳定性。针对该问题, 本研究建立了考虑气体热力过程与围岩蠕变行为的热力耦合数值模型, 在百兆瓦级工况下, 系统分析了腔体高径比、运行压力区间和充气温度对盐穴储气库长期稳定性的影响。结果表明, 在周期性充放气作用下, 围岩变形呈现随压力与温度循环变化的特征, 并伴随不可逆蠕变累积, 最大位移出现于腔体侧面围岩中部与顶板部位, 整体呈现向内收缩的趋势; 腔体高径比的增加、运行压力的减小和充入气体温度的升高均会增大围岩的应力水平与位移, 影响腔体的稳定性。综合稳定性与经济性分析, 建议盐穴储气库选择高径比 $H: D \leq 1.75$ 的腔体, 最低运行压力宜不低于 7 MPa, 并合理控制充气温度以控制围岩的蠕变速率, 实现储气性能与围岩稳定性的协同优化。本研究为压缩空气储能盐穴储气库的结构设计与运行参数选取提供了参考依据。

关键词: 压气储能; 盐穴储气库; 数值模拟; 热力耦合

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0246

中图分类号: TK 02

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (XXXX) XX-1-16

Investigation on the Thermo-Mechanical Coupling Characteristics of Salt Caverns for Compressed Air Energy Storage

WANG Fan^{1,2}, CHEN Shiqing^{2,3}, ZHOU Xuezhi^{2,3}, XU Yujie^{2,3}, CHEN Haisheng^{2,3}

(¹Research Center of Fluid Machinery Engineering and Technology, Jiangsu University, Zhenjiang 212013,

Jiangsu, China; ²Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190,

China; ³Key Laboratory of Long-Duration and Large-Scale Energy Storage (Chinese Academy of Sciences),

Beijing 100190, China)

Abstract: Compressed air energy storage (CAES) is a key technology for supporting large-scale renewable energy integration and power grid regulation. However, during the operation of CAES systems, the temperature and pressure of the gas within the salt cavern—an essential component—undergo periodic variations with operating conditions, which induce creep deformation in the surrounding rock and consequently affect the long-term stability of the cavern. To address this issue, a thermo-mechanical coupled numerical model considering

收稿日期: 2026-03-27; 修改稿日期: 2026-04-25。

基金项目: 中国科学院储能专项 (LDES15 0000), 中国科学院国际合作局对外合作重点项目 (117GJHZ2023009MI)。

第一作者: 王帆 (2001—), 女, 硕士研究生 (在读), 研究方向为压缩空气储能盐穴储气库, E-mail: 15751017335@163.com; 通信作者: 周学志, 正高级工程师, 主要从事压缩空气储能和大规模储热等储能技术等研究工作, E-mail: zhouxuezhi@iet.cn。

引用本文: 王帆, 陈仕卿, 周学志, 等. 压缩空气储能盐穴储气库的热力耦合特性研究[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-16.

Citation: WANG Fan, CHEN Shiqing, ZHOU Xuezhi, et al. Investigation on the Thermo-Mechanical Coupling Characteristics of Salt Caverns for Compressed Air Energy Storage[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-16.

gas thermodynamic processes and the creep behavior of surrounding rock is established in this study. Under typical 100 MW-scale operating conditions, the effects of cavern aspect ratio, operating pressure range, and gas injection temperature on the long-term stability of salt cavern gas storage are systematically investigated. The results indicate that, under cyclic charging and discharging conditions, the deformation of surrounding rock exhibits periodic variations with pressure and temperature, accompanied by irreversible creep accumulation. The maximum displacement occurs at the mid-height of the sidewall and the cavern roof, with an overall inward contraction trend. An increase in cavern aspect ratio, a decrease in operating pressure, and a rise in gas injection temperature all lead to higher stress levels and larger displacements in the surrounding rock, thereby adversely affecting cavern stability. Considering both stability and economic performance, it is recommended that the cavern aspect ratio be controlled at $H:D \leq 1.75$, the minimum operating pressure be maintained above 7 MPa, and the gas injection temperature be properly regulated to mitigate creep development in the surrounding rock. This study provides a useful reference for the structural design and operational parameter optimization of CAES salt cavern storage systems.

Keywords: Compressed Air Energy Storage; Salt Cavern Gas Storage; Numerical Simulation; Thermo-Mechanical Coupling

目前,我国正在积极推动能源结构的转型和创新,清洁能源和智能电网已成为行业发展的重要方向。新能源在电力供应体系中的地位日益重要,作为可再生能源,具有间歇性和不确定性。一方面,大规模的清洁能源并网使得电力线路的波动陡增,负载压力显著变大,系统稳定性降低。另一方面,清洁能源产生的电力无法做到按需调节,削峰填谷,利用效率低下^[1-2]。压缩空气储能(compressed air energy storage, CAES)技术作为一种极具潜力的大规模储能技术,具有储能容量大、寿命长、效率高、响应速度快、安全可靠等突出优势^[3],是解决新能源发电并网问题、实现电网削峰填谷的关键技术。通常,压缩空气储能电站要求储气空间体积大、结构稳定、密封性好,因此其储气设备一般采用地下储气库^[4]。盐穴储气库是利用水溶开采的方式在地下盐层中建造的洞穴,安全系数高,投资成本较低,密封性能好,且具有良好的蠕变性和损伤自修复功能,与其他地下储气库相比,盐穴储气库具有极大优势。

在盐穴储气库的长期循环注采运行过程中,腔体内的温度和压力均会随之发生变化,围岩的压力和温度是影响岩体蠕变的重要因素。大规模充放气下,腔体内部会出现大幅度的升温升压和降温降压的情况,腔体围岩长期运行不可避免地会发生蠕变

变形,由于盐穴腔体无法用传统方式进行支护,所以针对盐穴储气库的热力耦合特性进行研究,揭示充放过程与盐腔稳定的定性关系就尤为重要。

在盐穴储气库特性研究领域,国内外研究人员已开展了大量工作。在腔体损伤区域方面,于长富等^[5]通过FLAC3D软件对宁晋超深储气库的长期稳定性进行了分析,研究了其在不同循环内压下运行30年后的蠕变特性,结果表明,内压越高,塑性区范围、腔周位移越小,塑性区位置、最大腔周位移都出现在腔体中部位置。宫丹妮等^[6]以金坛盐岩储气库X腔为背景,对应力场和温度场作用下储气库运行10年期间进行了数值模拟,分析了周期注采工况下不同运行年限盐腔体积变形及腔周损伤规律。Li等^[7]使用分形阶导数蠕变疲劳损伤模型,利用数值模拟的方法研究了中国淮安一个U型压缩空气储能盐穴的长期稳定性。研究表明,提高上下运行压力限制可以有效减少腔体位移和体积收缩。朱华银等^[8]以金坛储气库X1和X2盐腔为例,利用大型物理模拟实验装置研制相似性材料和相似模型,对盐穴储气库的注采进行了全周期模拟,得到了运行各阶段应力分布情况,发现应力主要在盐腔顶部和盐腔中间位置发生集中。

在热力耦合分析方面,武志德等^[9]基于Lemaitre损伤模型对盐穴储气库盐岩的蠕变特性进

行了分析, 建议采气时腔内温度高于 10°C 以避免温度效应导致的拉应力破坏。丁双龙等^[10]利用 COMSOL 建立热力耦合模型, 指出在采气阶段腔壁受到的拉应力显著增强, 热应力使拉伸损伤区扩大并加剧损伤程度, 是垮塌风险的重要诱因。Lyu 等^[11]考虑了围岩蠕变行为和压缩空气的温度-压力依赖的热物理性质, 指出泥岩夹层具双重效应: 既可以抑制整体蠕变, 但又可能因刚度差异引发应力重分布。张胜利等^[12]进行了不同温度和应力耦合作用下深部盐岩的三轴蠕变试验, 对围岩在三向地应力和温度耦合作用下的蠕变损伤特征进行分析, 实现了对盐岩蠕变全过程的精准描述。Li 等^[13]将 WIPP 蠕变模型嵌入 FLAC3D, 建立考虑温度依赖性的粘弹性热力耦合框架, 结果揭示该盐穴储气库的顶板在卸压阶段出现拉应力集中, 在幅度最大的空气卸压期后洞室顶板岩体崩解, 且声呐实测腔体形变与模拟结果高度吻合, 证实了热力作用对盐穴围岩的影响。

尽管现有研究在热力耦合建模与实验验证方面取得进展, 但这些研究大多考虑的是低频循环甚至是恒压常温蠕变下的围岩力学情况, 核心仍聚焦于静态或准静态响应, 对压缩空气储能储气库每日单次充放气的高频运行工况下围岩瞬态响应与长期稳定性与仍缺乏系统性建模与验证。

综上所述, 研究不同尺寸的盐穴储气库在高频循环荷载下的热力耦合特性对于盐穴压缩空气储能系统的安全运行至关重要。本研究将建立压缩空气储能的充放气计算模型, 并在容积相同的情况下开展不同腔体高径比的数值模拟研究, 并耦合充放气规律进行盐穴稳定性评价。

1 系统建模

1.1 物理模型

盐穴通过水溶建腔形成, 在地层压力和盐岩强度分布的影响下, 盐穴会自然形成顶部较窄、中部较宽的梨形结构。基于自然溶腔规律和稳定性需求, 对盐穴腔体进行简化分析, 梨形盐穴可以视为由不同尺寸的上下为半球体、中间为圆柱体的简化模型组成。

本文建立适用于百兆瓦级压缩空气储能电站的盐穴储气库物理模型, 其纵切面如图 1 所示。模型上下岩体为泥岩, 中间岩体为盐岩, 腔体为轴对称

的规则腔体, 埋深高度为 890 m 。为了更准确地模拟实际工况下的力学环境, 对盐穴储气库模型上部岩层的重量进行了合理简化处理, 将其等效为均布荷载, 并垂直作用于整个计算区域的顶部。根据上方岩体的平均密度及厚度, 计算得到施加在整个模型顶部的竖直地应力约为 16.3 MPa 。取地表温度为 289 K , 温度梯度设置为 $3\text{ K}/100\text{ m}$ 。

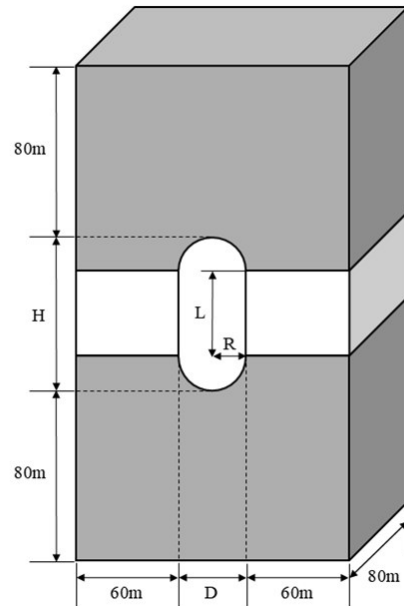


图1 盐穴储气库示意图

Fig. 1 Schematic of salt cavern gas storage

针对不同的盐穴尺寸, 本研究简化为两个尺寸 R 和 L 进行讨论。对于不同高径比的储气库, 特征尺寸和特征体积由下表给出:

表1 盐穴储气库几何参数

Table 1 Geometric parameters of salt cavern gas storage

直径 D/m	高度 H/m	高径比 $H:D$	编号
51.2	64	1.25	A
44.2	77.4	1.75	B
40	90	2.25	C
37	101.8	2.75	D

该储气库模型的横向与纵向尺寸均远大于腔体的特征尺寸, 可有效削弱边界效应对腔体周边应力场与温度场的干扰, 从而确保模拟结果真实反映腔体自身的力学响应。在储气容积不变的情况下, 通过改变 D 和 H 值, 系统研究了腔体高径比对储气库稳定性和储气性能的影响, 研究结论具有良好的普

适性, 可以为同类盐穴储气库的设计与优化提供参考。因此, 该建模方式能够有效支撑盐穴储气库的数值模拟分析与工程优化。

1.2 运行工况分析

在储气库的运行过程中, 充气 and 放气是两个关键环节, 其过程中温度和压力的变化直接影响着储气库的性能和安全性。本文考虑了充放气过程中的热量交换、压力损失以及气体物性参数变化, 建立了储气库充放气的数学模型, 详细分析了盐穴储气库在充气 and 放气过程中的气体温度和压力的动态变化特性。

在分析对流换热, 推导充放气过程腔内气体温度、压力随时间变化的关系时, 提出以下假设: (1) 采用实际气体状态方程进行推导; (2) 腔内气体处于均匀分布的状态; (3) 气体流入和流出腔体的过程为稳定流动; (4) 气体与腔体围岩之间简化为恒对流换热系数进行换热。

由于盐穴和低渗透岩洞的密封层气密性良好, 储气库漏气对洞穴温度和压力的影响可以忽略不计^[14]。对于储气库内压缩空气, 有

$$\left(P + \frac{a}{V_m^2}\right)(V_m - b) = RT \quad (1)$$

$$dH = C_p dT + \left[V - T \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P\right] dP \quad (2)$$

其中, P 为气体压强, V_m 为气体的摩尔体积, R 为气体常数, T 为气体温度, a 、 b 为实际气体的修正参数, H 为气体的焓值, C_p 为定压热容, V 为气体体积。

在充气过程中, 根据能量守恒定律, 建立了储气库内部气体温度 T_f 随时间变化的微分方程:

$$\frac{dT_f}{dt} = \frac{m_{in} h_{in}}{m_f} + \frac{h_c A_c (T_{rw} - T_f)}{m_f C_v} - \frac{m_{in}}{m_f} T_f \quad (3)$$

其中, m_{in} 为注入气体的质量流量, h_{in} 为注入气体的焓值, m_f 为充气过程中盐腔内气体的质量, h_c 为储气库与外界的换热系数, A_c 为储气库表面积, T_{rw} 为储气库壁面围岩温度, C_v 为定容比热容。同时, 根据气体状态方程计算储气库内的压力 P_f 。

放气过程与充气过程类似, 根据能量守恒定律, 建立了储气库内部气体温度 T_c 随时间变化的微分方程:

$$\frac{dT_c}{dt} = -\frac{m_{out} h_{out}}{m_c} + \frac{h_c A_c (T_{rw} - T_c)}{m_c C_v} + \frac{m_{out}}{m_c} T_c \quad (14)$$

其中, m_{out} 为排出气体的质量流量, h_{out} 为排出气体的焓值, m_c 为放气过程中盐腔内气体的质量。同样根据气体状态方程计算放气过程中储气库内的压力 P_c 。

当前, 在梨形或者柱状的盐穴能源储库中, 腔体内压通常设置为竖直地应力的 30%~80%。因此本研究模型循环内压上下限应该为 4.9~13.0 MPa。考虑稳定性需求, 典型工况循环内压暂取为 7~10 MPa, 对于不同内压上下限的影响将在后面展开分析。

根据用电低谷时段与储气库调峰需求, 为提高储气库运行经济性与能源利用效率, 最终确定了每日单次充放气的运行策略。腔内压力和壁面温度的变化规律如图 2 所示。充气前初始压力为 7 MPa, 腔体壁面初始温度与周围围岩平均温度相同, 为 320 K。当时间为 11 h 时, 盐穴储气库开始进行充气, 充入气体的温度为 293 K, 充气速率保持恒定 340 kg/s, 在此过程中, 腔内气体压力与壁面温度不断上升。当压力达到 10 MPa 时停止充气, 进入储能阶段。当时间为 16 h 时, 进入释能阶段, 储气库以 340 kg/s 的速度进行放气, 温度与压力也随之降低。为简化计算, 在进行温度与压力计算时, 将围岩边界设置为恒温边界, 放气过程停止后, 壁面与远处围岩发生热传导, 温度迅速回升。

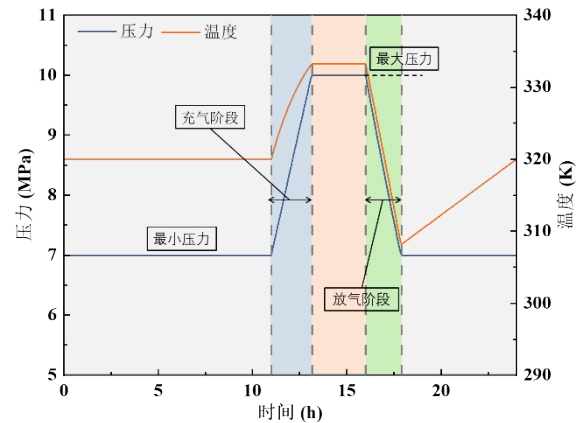


图2 储气库内气体温度与压力变化规律
Fig. 2 Variation laws of gas temperature and pressure in gas storage

1.3 数值模拟方法

本研究使用 FLAC3D 软件建立盐穴储气库注采工况下腔体及围岩的热力耦合模型, 该软件是一款适用于盐穴储气库数值模拟与稳定性分析的专业岩

土力学分析软件，能够精准模拟充放气循环过程中温度场与压力场的动态耦合效应，考虑盐岩的蠕变特性和流固耦合行为，为储气库的变形预测、稳定性评估及运行参数优化提供科学依据。

所构建储气库的腔体位于模型的正中心处，模型的中间部分为盐岩层，盐岩层的上方和下方为泥岩层，按照所研究山东肥城地下盐穴储气库的相关资料选取参数^[15]，围岩静力学参数见表2。

表2 盐穴储气库腔体围岩静力学参数

Table 2 Static mechanical parameters of surrounding rock in salt cavern gas storage

参数	泥岩	盐岩
弹性模量/GPa	15.04	4.36
泊松比	0.27	0.24
导热系数/W·(m·K) ⁻¹	4.2	4.2
比热容/J·(kg·K) ⁻¹	880	880
粘聚力/MPa	1	10.607
抗拉强度/MPa	1	1.245
内摩擦角/°	35	39.625
密度/kg·m ⁻³	2600	2200
线性膨胀系数/α/K ⁻¹	5×10 ⁻⁵	5×10 ⁻⁵

在进行热力耦合计算时，将已建立的三维地质模型划分网格后导入到FLAC3D中，根据地层岩性差异进行力学分组与热物理分组，分别赋予相应的本构模型与热力学参数，并设置初始应力场与地层温度。在此基础上，施加随模拟时间变化的温度与压力边界条件。计算过程中激活热力学分析模块，并设定合理的热力耦合时间步长与热膨胀系数，以实现温度场变化对应力场的实时反馈。

本研究采用PWIPP模型作为热力耦合作用下的盐穴储气库的蠕变本构模型，该模型将粘弹性WIPP蠕变模型与弹塑性Drucker-Prager屈服准则相结合，实现了对材料蠕变与塑性流动等非线性力学行为的统一表征，广泛被用于模拟盐岩等材料在复杂应力状态下黏弹塑性行为。

模型假设应变率 $\dot{\epsilon}$ 由两部分组成：

$$\dot{\epsilon} = \dot{\epsilon}_p + \dot{\epsilon}_s \quad (5)$$

其中， $\dot{\epsilon}_p$ 分别为瞬态蠕变率（第一阶段蠕变）和稳态蠕变率（第二阶段蠕变）。

瞬态蠕变率的公式取决于稳态蠕变率的大小：

$$\dot{\epsilon}_p = \begin{cases} (A - B\epsilon_p)\dot{\epsilon}_s, & \dot{\epsilon}_s \geq \dot{\epsilon}_{ss} \\ [A - B(\dot{\epsilon}_{ss}/\dot{\epsilon}_s)\epsilon_p]\dot{\epsilon}_s, & \dot{\epsilon}_s < \dot{\epsilon}_{ss} \end{cases} \quad (6)$$

稳态蠕变率为：

$$\dot{\epsilon}_s = D\bar{\sigma}^n e^{(-Q/RT)} \quad (7)$$

其中，D，n，A，B和 $\dot{\epsilon}_{ss}$ 为材料常数；R为气体常数，cal/(mol·K)；Q为激活能，cal/mol；T为温度，K； $\bar{\sigma}$ 为von Mises应力：

$$\bar{\sigma} = \sqrt{\frac{3\sigma_{ij}^d\sigma_{ij}^d}{2}} \quad (8)$$

其中， σ_{ij}^d 为偏应力张量。

模型的剪切屈服函数为：

$$f^s = \tau + q_\phi\sigma_o - k_\phi \quad (9)$$

其中，平均应力 $\sigma_o = \sigma_{kk}/3$ ， σ_{kk} 为应力张量的第一不变量，反映了单元体所受的静水压力；等效剪应力 $\tau = \sqrt{J_2}$ ， J_2 为偏应力张量的第二个不变量； q_ϕ 和 k_ϕ 为材料参数，与内摩擦角 ϕ 和粘聚力c有关。该函数在屈服时满足 $f^s = 0$ 。

von Mises应力 $\bar{\sigma}$ 与 τ 的关系为：

$$\bar{\sigma} = \sqrt{3}\tau \quad (10)$$

与剪切屈服函数类似，塑性势函数为：

$$g^s = \tau + q_\psi\sigma_o \quad (11)$$

其中， q_ψ 为材料参数，反映了材料的剪胀性。

当满足屈服条件时，根据流动法则：

$$\dot{\epsilon}_{ij}^{dp} = \lambda \frac{\partial g^s}{\partial \sigma_{ij}^d}, \dot{\epsilon}_o^p = \lambda \frac{\partial g^s}{\partial \sigma_o} \quad (12)$$

其中， λ 为非负标量系数； $\dot{\epsilon}_{ij}^{dp}$ 为偏塑性应变率张量， $\dot{\epsilon}_o^p$ 为塑性体积应变率。

进一步求导可得：

$$\dot{\epsilon}_{ij}^{dp} = \lambda \frac{\partial \sigma_{ij}^d}{\partial \tau}, \dot{\epsilon}_o^p = \lambda q_\psi \quad (13)$$

当蠕变与塑性流动同时发生时，总偏应变率 $\dot{\epsilon}_{ij}^d$ 可以分解为弹性（ $\dot{\epsilon}_{ij}^{de}$ ）、粘性（ $\dot{\epsilon}_{ij}^{dv}$ ）和塑性（ $\dot{\epsilon}_{ij}^{dp}$ ）三个部分：

$$\dot{\epsilon}_{ij}^d = \dot{\epsilon}_{ij}^{de} + \dot{\epsilon}_{ij}^{dv} + \dot{\epsilon}_{ij}^{dp} \quad (14)$$

当发生剪切屈服，即 $f^s > 0$ 时：

$$\dot{\epsilon}_{ij}^d = \frac{\dot{\sigma}_{ij}^d}{2G} + \frac{\dot{\sigma}_{ij}^d}{2\bar{\sigma}}(3\dot{\epsilon} + \sqrt{3}\lambda) \quad (15)$$

其中，G为剪切模量。

在蠕变的求解过程中，引入时间增量 Δt ，应力更新公式为：

$$\sigma_{ij}^{d'} = \sigma_{ij}^{d0} + 2G\Delta t \left[\dot{\epsilon}_{ij}^d - \frac{\sigma_{ij}^d}{2\bar{\sigma}}(3\dot{\epsilon} + \sqrt{3}\lambda) \right] \quad (16)$$

$$\sigma_o' = \sigma_o^0 + (\dot{\epsilon}_{kk} - \lambda q_\psi)K\Delta t \quad (17)$$

采用Newton-Raphson方法迭代求解 λ ：

$$\lambda' = \lambda^0 - \frac{f^s}{\partial f^s / \partial \lambda} \quad (18)$$

f^s 根据新的应力 $\sigma_{ij}^{d'}$ 重新计算, 因此:

$$\frac{\partial f^s}{\partial \lambda} = -G\Delta t - Kq_\phi q_\psi \Delta t \quad (19)$$

PWIPP 本构模型参数见下表:

表3 模拟参数

Table 3 Simulation parameters

参数	数值
激活能 $Q/\text{cal}\cdot\text{mol}^{-1}$	12000
模型常数 A	4.56
模型常数 B	127
模型常数 D	5.79×10^{-36}
气体常数 $R/\text{cal}\cdot(\text{mol}\cdot\text{K})^{-1}$	1.987
稳定状态蠕变速率 s^{-1}	5.39×10^{-8}
模型指数 n	4.9

主要研究对象是盐穴储气库腔体和附近围岩, 为平衡模拟精度与计算效率, 将网格分布设置为越靠近腔体网格密度越高, 越远离腔体网格越稀疏。

为了最小化数值结果误差, 验证盐穴储气库的网格无关性, 以盐穴储气库 C 为例, 对模型所划分的网格进行敏感性分析。分别采用网格数 9278、16394、29058 和 62558 这 4 种不同的网格密度计算盐穴储气库在运行时间一年内的最大位移, 以此来分析网格数量的影响。由图 3 可见, 当采用 16394、29058 和 62558 网格数时, 数值计算结果相差不大, 特别是使用 29058 和 62558 网格数时, 腔体围岩最大位移变化几乎相同。为了节约计算成本和减少计算时间, 本文该尺寸盐穴储气库的数值模型均采用 29058 的网格数进行计算。对于其他类型的盐穴储气库, 在网格划分时使用同样的方法进行网格无关性验证。

为深入探究腔体不同高径比与压力温度变化对盐穴储气库长期运行稳定性的影响, 本文在其他运行参数不变的情况下, 改变盐穴储气库高径比、压力区间和充气温度, 开展了长期的蠕变模拟计算工作, 系统分析了这些盐穴储气库在长达 30 年的运行周期内的热力耦合特性。

1.4 腔体稳定性评价指标

1.4.1 围岩位移

在高频循环荷载下, 盐穴储气库围岩往往表现出疲劳损伤效应。疲劳是指材料的力学性能在反复循环加载和卸载下逐渐退化直至出现不稳定的过

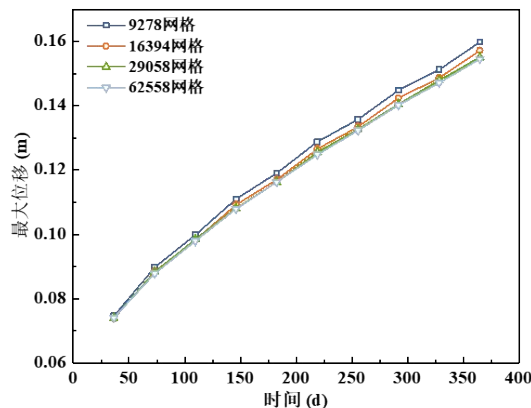


图3 网格无关性验证

Fig. 3 Grid independence verification

程。随着时间变化, 岩体的变形一般表现为以下三种形式: 可恢复的弹性变形、部分可恢复的粘弹性变形和完全不可恢复的粘塑性变形^[16]。

由于粘塑性变形的完全不可恢复特性, 对盐穴储气库的长期稳定性造成了重大威胁。在储气库运行过程中的高应力条件下, 不可恢复的粘弹性和塑性变形不断积累, 这可能导致衬砌和围岩都出现裂缝, 最终损害盐穴的稳定性。

位移监测是评价地下工程稳定性的常用手段。洞室周边位移场呈现非均匀分布, 峰值多集中于顶部与腰部。因此, 为避免围岩破坏, 洞室最大位移不应超过洞室直径的 10%。考虑到压缩空气储能盐穴在运行过程中会经历高频次的压力循环, 围岩承受的交变应力更为显著, 为规避潜在的疲劳破坏风险, 一般建议将最大位移阈值设定为不超过洞室直径的 8%^[17], 以避免围岩破坏。

1.4.2 无拉应力

准则盐岩与泥岩都属于典型的脆性岩石, 均具有抗压强度高, 抗拉强度低的特性。在工程实践中, 一般认为盐岩与泥岩不能承受拉应力。一旦腔体周围出现拉应力, 岩体极易产生张拉裂缝。这些裂缝会破坏盐穴的密闭性, 导致气体泄漏, 甚至引发局部岩体剥落或坍塌, 严重影响储气库的长期稳定性。因此, 必须避免盐穴储气库腔体周围拉应力的产生, 即最大主应力为压应力。

1.4.3 腔体密闭性

岩石在压缩状态下, 因内部颗粒以及颗粒边界产生滑移和微裂纹的萌生、扩展, 其体积由压缩转为膨胀, 这种现象被称为扩容现象^[18]。盐岩发生扩

容会导致渗透率增加, 从而影响盐穴储气库的密闭性。

在现有关于扩容现象的研究中, 盐岩扩容破坏判别准则被广泛应用于盐穴储气库的安全评价中。其表达式为式 (20)。

$$SF = \frac{0.27I_1}{\sqrt{J_2}} \quad (20)$$

$$I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 \quad (21)$$

$$J_2 = \frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}{6} \quad (22)$$

其中, SF 为扩容安全系数; I_1 为应力张量的第一不变量; J_2 为偏应力张量的第二不变量。

一般认为, $SF < 1.5$ 时, 围岩产生局部损伤, $SF = 0.6 \sim 1.0$ 时, 围岩被破坏, $SF < 0.6$ 时, 围岩发生垮塌。

从工程稳定性的角度来看, 即使腔体围岩产生了小部分损伤破坏, 但整个顶板中塑性区并没有大面积贯通, 仍可认为腔体依然保持密闭而不泄漏^[19]。

1.4.4 体积收缩率

在盐穴储气库运行过程中, 盐岩的蠕变变形会引发腔体的收缩, 腔体收缩减少的体积与原有腔体体积的比值称为腔体体积收缩率。腔体体积收缩率是衡量地下盐穴储气库能否长期正常运营的关键参数之一。一般认为腔体埋深在 250~1000 m 时, 年平均体积收缩率要小于 0.5%。

由于盐岩具有显著的蠕变特性, 一旦腔体体积收缩率突破一定阈值, 即使腔体顶板维持稳定, 盐穴储气库仍可能因长期经济效益受损而丧失可用性。因此, 评估盐穴储气库的稳定性, 必须将关键位置围岩的强度与腔体的长期可用性与经济性纳入综合考量。

2 模拟结果与分析

2.1 腔体围岩稳定性

以盐穴储气库 C 为例, 对 CAES 盐穴储气库在每日一次循环充放气工况下运行 30 年进行模拟, 图 4 为在运行 5 年、10 年、15 年、20 年、25 年和 30 年时的围岩的位移分布云图。从图 4(a) 中可以明显看出, 在长期运行过程中, 盐穴储气库左右两侧围岩向内收缩, 水平位移分布较均匀, 主要集中在腔体周边区域, 且呈现出明显的累积效应。随着运

营年限增加, 储气库在水平方向上的收缩变形逐渐增大。30 年后, 水平方向的位移量达到了 1.7 m, 约为腔体直径的 4.3%。围岩在垂直方向的位移分布云图如图 4(b) 所示。在储气库运行过程中, 腔体顶部和底部围岩逐渐向内部收缩, 且顶部沉降大于底部隆起, 在运行 30 年后的最大沉降量为 1.1 m, 最大隆起量为 0.8 m。

为便于描述盐穴储气库围岩水平方向位移与垂直方向位移分布随储气库运行时间的变化规律, 将

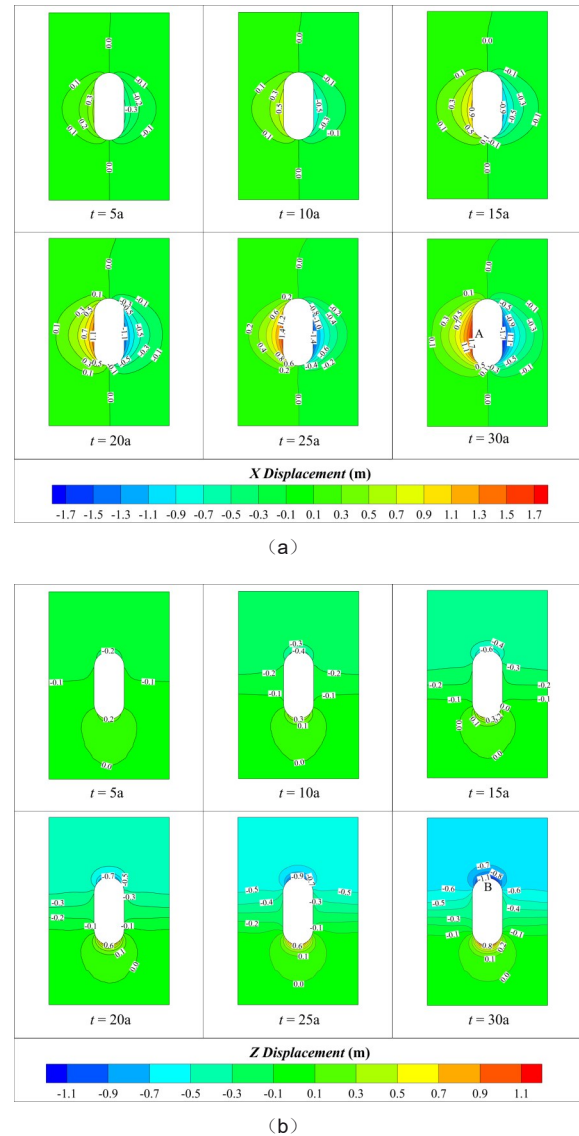


图 4 盐穴储气库运行 30 年时位移分布云图: (a) 水平方向位移分布云图 (b) 垂直方向位移分布云图

Fig. 4 Displacement distribution nephogram of salt cavern gas storage after 30 years of operation: (a) Horizontal displacement distribution (b) Vertical displacement distribution

水平方向位移最大值出现的点设置为点A, 垂直方向位移最大值出现的点设置为点B, 并对这两点进行监测。下文将统一以此指代。

CAES 盐穴储气库在前 10 天内的短期动态响应如图 5 所示。在运行开始时, 监测点 A 和 B 的位移值不为零, 这是因为储气库在正式进入循环运行工况前, 经历了腔体开挖、初始地应力释放与初始充气等过程, 岩体在开挖卸荷与垫层气压力的作用下产生了一定的瞬时弹性及塑性收敛变形。因此, $t = 0$ 时刻, 点 A 和点 B 的初始位移值 0.045 m、0.018 m 为造腔完成并建立初始压力场后的围岩收敛量, 随后的曲线变化则反映了在循环荷载作用下基于该初始状态的围岩变形。

从图 5 中可以看出, 当腔内气体压力升高时, 盐穴围岩壁面受压, 监测点位移减小; 当压力降低时, 壁面应力释放, 位移随之增大。位移往复变化, 整体呈现出逐渐增大的趋势。这说明在循环加载中, 储气库围岩的变形主要表现为随压力温度变化循环的弹性变形, 同时伴随着微小的塑性蠕变累积, 导致不可逆的变形逐渐增大。

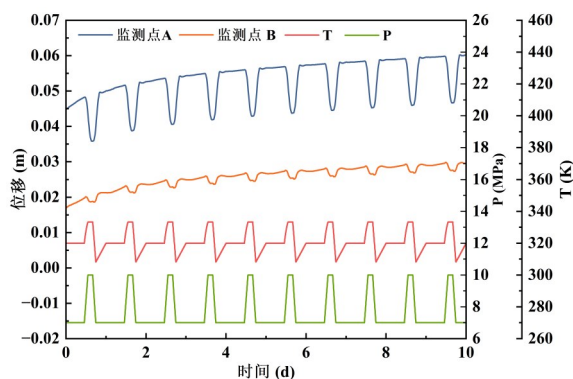


图 5 运行前 10 天监测点位移值与压力温度变化曲线

Fig. 5 Displacement, pressure, and temperature variation curves at monitoring points during the first 10 days of operation

图 6 为盐穴储气库运行 30 年过程中监测点 A 和 B 的位移值变化。两条曲线都呈现出随时间递增的趋势, 这表明在 30 年的运营周期内, 围岩始终处于持续的变形。除去初始阶段曲线略有弯曲外, 从第 5 年到第 30 年, 位移随时间的变化整体呈现为一条直线, 说明在长期高压循环作用下, 盐岩的蠕变速率趋于稳定, 进入了稳态蠕变阶段。在这个过程中, 腔体体积会持续收缩, 图 7 给出了储气库运行

30 年的体积收缩率变化情况。在盐穴储气库运行初期, 盐岩蠕变处于瞬态蠕变阶段, 此时腔体收缩速率较快。在储气库运行中期和后期, 腔体收缩率变化速率趋于稳定, 表现为线性增长, 盐岩进入稳态蠕变阶段。在第 30 年结束时, 体积收缩率达到了 17.3%, 平均每年体积收缩率约为 0.58%, 超过部分规范建议值。因此, 虽然围岩在 30 年内保持了相对稳定的蠕变状态, 未发生灾难性的破坏或失稳, 但有效储气库容发生显著损失, 对盐穴储气库的经济性造成影响。在工程设计阶段, 必须考虑这种长期蠕变导致的体积收缩, 即开挖时需要比设计库容更大, 以抵消 30 年运行期间的收缩量。

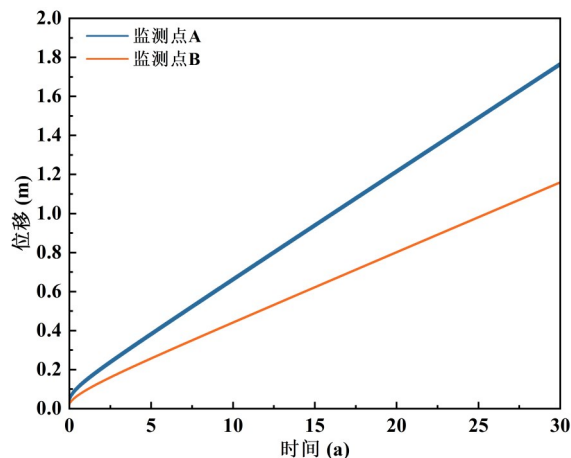


图 6 运行 30 年期间监测点位移值曲线

Fig. 6 Displacement history at monitoring points over 30 years of operation

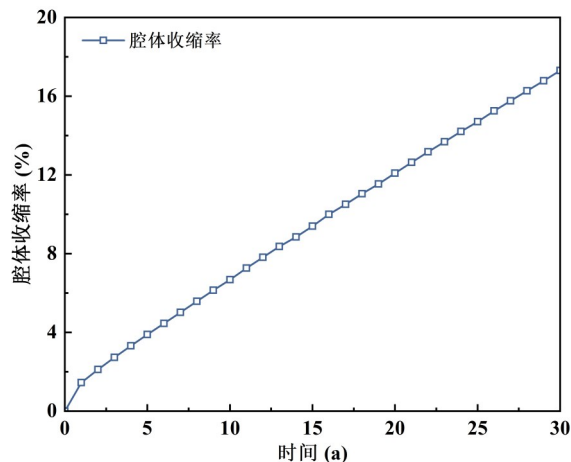


图 7 运行 30 年腔体体积收缩率曲线

Fig. 7 Cavity volume shrinkage rate curve over 30 years of operation

运行前 10 天监测点最大主应力随内部压力变化的动态响应如图 8 所示, 在运行过程中, 储气库内气体压力与温度会发生周期性显著变化, 从而引起围岩应力场的动态响应, 导致应力出现明显波动。在充气阶段压力与温度升高时, 最大主应力减小, 在放气阶段压力与温度降低时, 最大主应力增大, 而在放气结束温度回升的过程中, 最大主应力又随着温度的升高逐渐减小, 即压应力又变得更大。最大主应力与压力温度变化表现出极强的同步波动性。值得注意的是, 放气阶段结束时, 最大主应力达到最大值, 即压应力最小, 拉应力最可能在此刻出现, 与腔体侧面监测点 A 相比, 腔体顶板监测点 B 的应力曲线变化幅度较大, 更接近于拉应力。

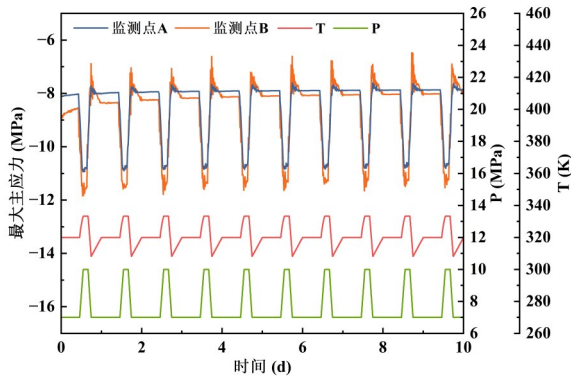


图 8 运行前 10 天监测点最大主应力与压力温度变化曲线
Fig. 8 Maximum principal stress, pressure, and temperature variation curves at monitoring points during the first 10 days of operation

分别对运行 30 年时放气结束后与循环结束后的最大主应力分布进行分析, 其云图如图 9 所示。从整体分布来看, 在 30 年运行结束后, 最大主应力均为负值, 表明围岩整体应力处于压应力状态, 结构总体稳定。围岩最大主应力呈现明显的分层与环带状分布特征, 且以盐穴为中心向外逐渐过渡。其中, 远离盐穴的下部区域应力值较低, 主要由原始地应力主导, 而在盐穴周围, 最大主应力出现明显重分布现象。说明在长期运行过程中, 受内部气体压力及温度变化影响, 腔体壁面附近围岩发生应力释放, 应力调整明显。在放气阶段结束后, 最大主应力的最大值主要集中于顶板的泥岩部位, 因此, 在运行参数变化时, 该盐穴储气库的顶板围岩更容易产生拉伸损伤, 是发生破坏的高风险区域。

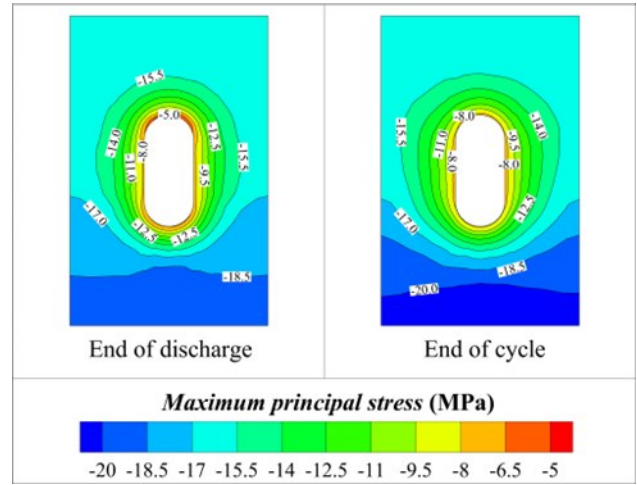


图 9 放气结束后与循环结束后最大主应力分布云图
Fig. 9 Distribution of maximum principal stress at the end of discharge and at the end of cycle

在运行 30 年期间, 监测点最大主应力变化曲线如图 10 所示, 在充放气过程中, 最大主应力随运行压力和温度变化而循环变化, 除运行初期应力逐渐增大外, 运行中后期应力变化范围基本保持不变。从图中可以看出, 围岩最大主应力始终为负值, 表现为压应力, 满足无拉应力准则, 围岩结构保持稳定。

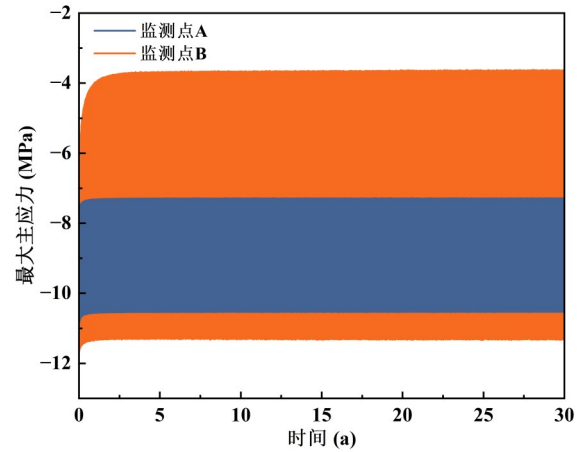


图 10 运行 30 年期间监测点最大主应力变化曲线
Fig. 10 Maximum principal stress variation curves at monitoring points over 30 years of operation

盐穴储气库运行过程中的围岩安全系数如图 11 所示。

总体来看, 围岩安全系数 SF 均大于 1.5, 未发生扩容现象, 岩体结构稳定。随着运行时间推移, 腔体壁面围岩的安全系数几乎没有变化, 上方围岩

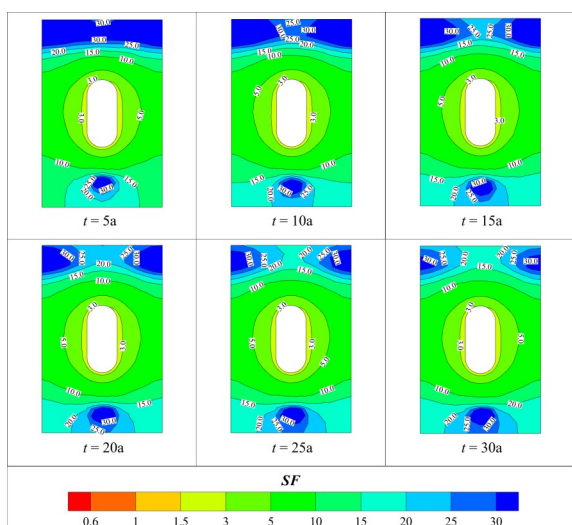


图 11 运行过程中围岩安全系数云图

Fig. 11 Safety factor distribution of surrounding rock during operation

安全系数逐渐减小,但依然维持在较高的水平,对盐穴储气库的稳定性没有影响。因此,该CAES盐穴储气库在30年的运行期间内极其安全,完全没有剪胀破坏的风险。

本研究采用中间为盐岩,上下为泥岩的方式进行盐穴储气库建模,以此研究储气库围岩力学差异对其稳定性的影响,因此需要对泥岩与盐岩的耦合机制进行分析。运行30年期间,储气库围岩剪切塑性区分布如图12所示。塑性区主要分布于泥岩与盐岩的交界处,这是因为相比于盐岩,泥岩夹层的弹性模量较大,抵抗变形的能力较强,盐岩和夹层之间的变形不协调导致岩体发生剪切破坏,产生塑性区。可以看出,整体围岩仍以弹性为主,剪切塑性区即没有形成连续塑性带,也没有向远处贯通,腔体围岩整体较安全。

2.2 高径比影响

不同高径比的盐穴储气库运行30年时,围岩的位移分布云图如图13所示。不同高径比的盐穴储气库围岩位移分布情况类似,在时间相同的情况下,随着高径比的增加,围岩位移值总体增大。高径比对水平与垂直方向位移的影响呈现出明显的差异性。

在水平位移方面,当高径比从1.25增加至2.75时,水平方向最大位移由约1.4 m上升至1.8 m,相对腔体直径比例从2.73%增加到4.86%,这表明高径比增大会导致水平方向的收敛变形更加显



图 12 运行30年期间围岩剪切塑性区分布云图

Fig. 12 Distribution of shear plastic zones in surrounding rock during 30 years of operation

著。这是由于高径比增加时腔体高度增加、直径减小,导致腔体围岩在相同内压下承受的水平应力梯度增大,进而引发更显著的径向蠕变变形。

在垂直位移方面,高径比的变化对底部位移的影响较小,当高径比为1.25时,垂直最大位移为1.04 m,约腔体高度的1.6%;当高径比2.75时,垂直位移增加至1.2 m,但相对腔体高度比例反而降低至1.18%。说明在垂直方向上,虽然位移值增加,但变形程度随高径比增大而逐渐减小。

图14反映了不同高径比条件下盐穴储气库体积收缩率随时间的变化规律。可以看出,各曲线均呈现出明显的线性增长趋势,随着高径比的增加,曲线整体上移,收缩率显著增大。当高径比为1.75时,腔体体积收缩率约为15.69%,平均每年收缩率为0.523%,略微超出腔体收缩率安全阈值。根据该腔体收缩率变化曲线,为保证储气库30年运营时间内腔体收缩率满足长期经济效益要求,建议储气库的高径比不要超过1.75。

不同高径比条件下围岩扩容安全系数分布云图如图15所示。可以看出,所有方案的SF均大于1.5,岩体处于压缩状态,未出现扩容破坏区域。随着高径比增加,腔体远处区域的安全系数逐渐升高,盐穴储气库对周围围岩稳定性的影响范围逐渐缩减,但是储气库底板的安全系数略有下降。

图16为不同高径比条件下运行30年后围岩的塑性区分布。总体来看,塑性区主要为剪切破坏形

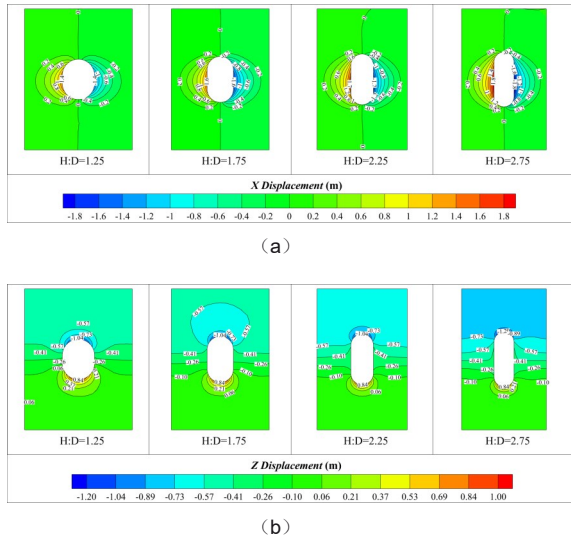


图 13 不同高径比盐穴储气库运行 30 年时位移分布云图:

(a)水平方向位移分布云图(b)垂直方向位移分布云图

Fig. 13 Displacement distribution of salt cavern gas storage with different height-to-diameter ratios after 30 years of operation: (a) Horizontal displacement distribution (b) Vertical displacement distribution

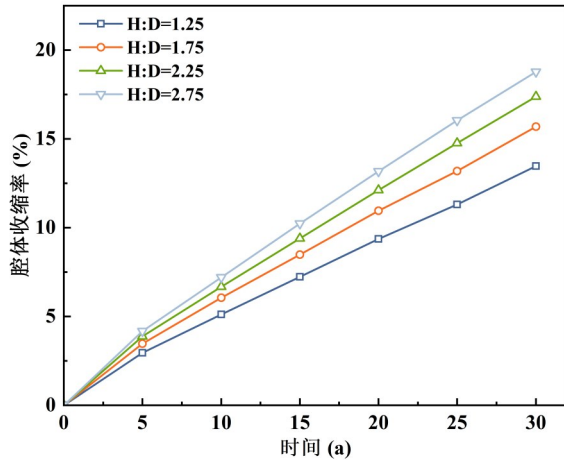


图 14 不同高径比盐穴储气库腔体收缩率变化曲线

Fig. 14 Cavity shrinkage rate curves of salt cavern gas storage with different height-to-diameter ratios

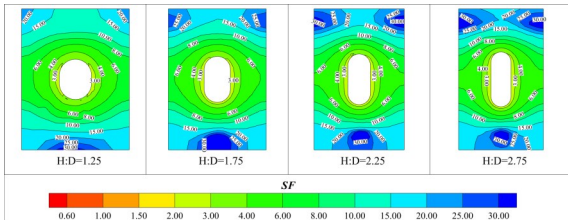


图 15 不同高径比盐穴储气库运行 30 年时安全系数云图

Fig. 15 Safety factor distribution of salt cavern gas storage with different height-to-diameter ratios after 30 years of operation

式, 未形成大面积贯通区域, 说明在 30 年运行条件下围岩整体仍处于较稳定状态。随着高径比的增大, 塑性区的分布范围和数量呈现出一定的变化规律。当 $H:D=1.25$ 时, 塑性区主要分布在腔体顶部底部的泥岩区域和盐岩泥岩分界面处, 当 $H:D=1.75$ 时, 顶部和底部的塑性区减少, 当 $H:D=2.25$ 时, 塑性区开始在侧壁及底部出现扩展, 出现多个剪切破坏点, 说明高径比增大导致侧壁应力集中增强, 围岩稳定性有所降低。当 $H:D=2.75$ 时, 塑性区数量明显增多, 且在侧壁区域呈现较为分散但密集分布特征, 反映出高径比过大时, 显著增强了围岩的不均匀受力状态, 导致剪切破坏风险增加。因此, 适中的高径比有助于降低塑性区发育程度, 提高围岩稳定性, 在该研究中, 建议选择高径比为 1.75 左右的盐穴储气库。

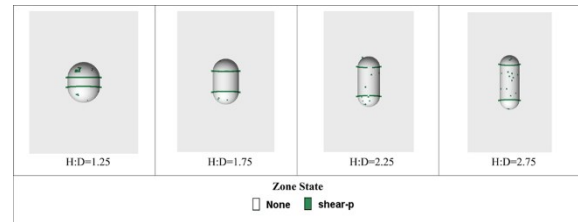


图 16 不同高径比盐穴储气库运行 30 年时围岩剪切塑性区分布云图

Fig. 16 Distribution of shear plastic zones in surrounding rock for salt caverns with different aspect ratios at the 30th year of operation

2.3 充放气压力区间影响

本研究模型的循环内压上下限为 4.9~13.0 MPa。为研究 CAES 盐穴储气库运行过程中充放气运行压力大小对腔体稳定性的影响, 设计了 5~8 MPa、6~9 MPa、7~10 MPa、8~11 MPa、9~12 MPa 和 10~13 MPa 六个压力区间展开对比研究, 图 17 为不同压力区间情况下运行 30 年储气库腔体围岩的水平与垂直位移云图。图 17(a)展示了不同充放气压力区间条件下围岩在水平方向的位移分布情况。可以看出, 在所有工况下, 围岩位移主要集中在腔体侧壁区域, 并沿水平方向向外逐渐衰减, 呈现明显的空间梯度分布特征。随着压力区间由 5~8 MPa 逐渐增加至 10~13 MPa, 腔体侧壁附近的位移值显著减小, 高位移区域范围明显缩减, 且等值线分布更加稀疏, 表明围岩的变形程度减弱。当压力区间为 5~8 MPa 时, 侧面最大位移达到 3.7

m, 约为腔体直径的9.2%, 大于CAES盐穴储气库的最大位移阈值8%, 对储气库的稳定性造成威胁。图17(b)为在不同压力区间下围岩在垂直方向的位移分布。可以看出, 所有工况下腔体顶部的沉降变形都大于底部的隆起位移值, 随着压力区间的降低, 顶板沉降量明显增大, 且腔体远处围岩也出现了明显的沉降现象。

由上述章节2.1可知, 位移最大值出现于监测点A, 而监测点B的最大主应力最接近于拉应力,

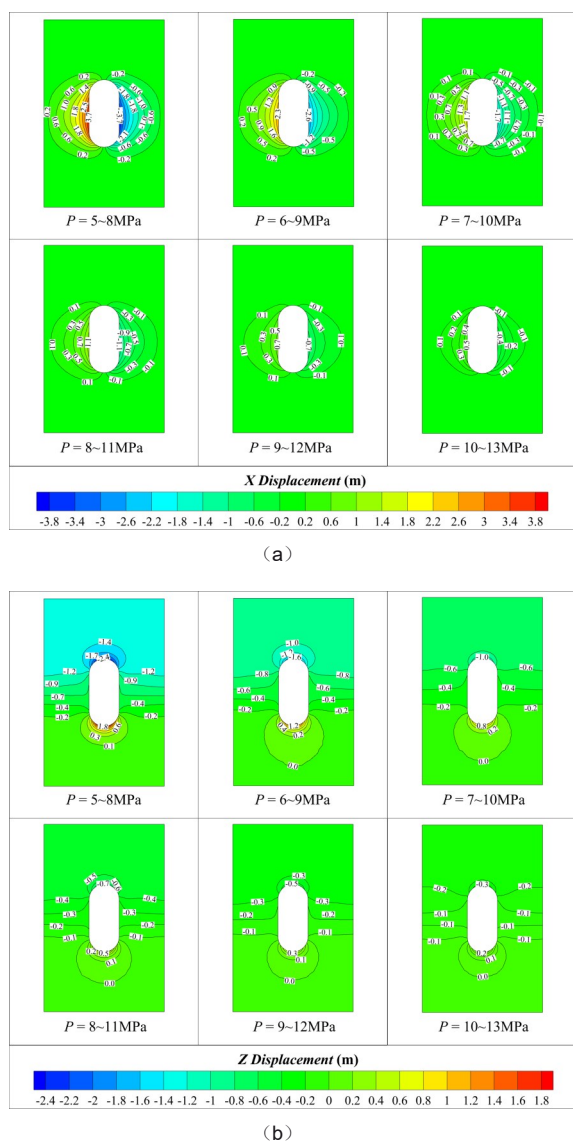


图17 不同压力区间运行30年时位移分布云图: (a)水平方向位移分布云图(b)垂直方向位移分布云图

Fig. 17 Displacement distribution after 30 years of operation under different pressure intervals: (a) Horizontal displacement distribution (b) Vertical displacement distribution

因此, 为研究在不同充放气压力区间运行的盐穴储气库的位移与最大主应力变化情况, 分别对点A的位移值与点B的最大主应力进行监测。下文分析时将默认位移为腔体侧面监测点A的位移, 最大主应力为腔体顶板监测点B的最大主应力。结果分别如图18和图19所示。

图18展示了不同压力区间下运行前10天围岩位移变化曲线。可以看出, 各曲线呈现明显的周期性波动特征, 不同压力区间对应的位移曲线整体变化趋势与幅度基本一致, 明显的区别出现于每次循环后的低压保持阶段, 该阶段的位移变化斜率随着压力减小逐渐增加。随着循环次数增加, 位移大小差别越来越大, 特别是压力区间为5~8 MPa和6~9 MPa时, 位移出现了明显的增大趋势。

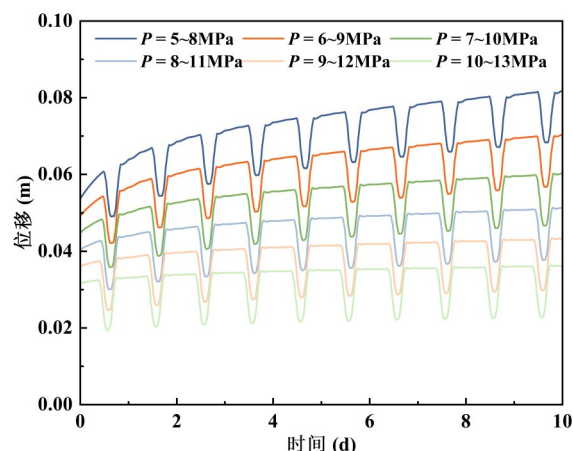


图18 不同压力区间运行前10天储气库围岩位移曲线
Fig. 18 Displacement curves of surrounding rock under different pressure intervals during the first 10 days of operation

图19给出了不同压力区间下顶板监测点最大主应力随时间变化曲线。可以看出, 应力变化呈现周期性波动, 且所有工况下的最大主应力始终保持为负值, 满足围岩无拉应力破坏条件。需要注意的是, 随着压力区间的减小, 应力曲线的波动幅度明显增加, 应力循环范围扩大, 这种高幅值的循环应力会促进微裂隙的萌生与扩展, 加深围岩的疲劳损伤。因此, 虽然在短期内仍满足稳定性条件, 但长期来看, 在低压区间内运行会增加围岩结构破坏风险。

图20展示了不同压力区间下盐穴储气库腔体体积收缩率的变化情况。可以明显看出, 随着压力

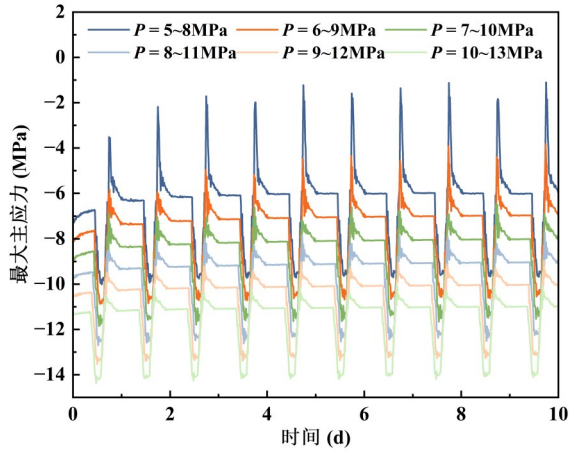


图 19 不同压力区间运行前 10 天储气库围岩最大主应力曲线

Fig. 19 Maximum principal stress curves of surrounding rock under different pressure intervals during the first 10 days of operation

区间的降低, 体积收缩率显著增加, 且各曲线之间差距随时间逐渐扩大, 低压工况的收缩率明显高于高压工况, 呈现出非线性放大趋势。当压力区间为 8~11MPa 时, 腔体收缩率约为 11.87%, 平均每年收缩率为 0.395%, 满足储气库的收缩率要求。当压力区间为 7~10 MPa 时, 腔体收缩率约为 17.38%, 平均每年收缩率为 0.579%, 略微大于收缩率要求。当压力区间为 5~8 MPa 时, 腔体收缩率约为 34.5%, 平均每年收缩率为 1.015%, 远超出腔体体积收敛标准。从稳定性与经济性角度来看, 该结果表明低压运行会显著降低储气库的长期有效容量, 因此压力是设计中必须重点权衡的关键因素。针对该储气库, 建议最低运行压力大于 7 MPa。

图 21 为不同压力区间下的储气库围岩扩容安全系数。可以看出, 所有工况下安全系数均大于 1.5, 整体未发生扩容破坏。随着腔体内压力大小的增加, 腔体围岩的安全系数也在增加, 安全系数低的区域主要分布于腔体侧面。当运行压力区间为 5~8 MPa 时, 侧面围岩的安全系数降低至 2 以下, 接近出现破坏风险时的安全系数, 盐穴储气库的稳定性减弱, 局部失稳风险增加。因此, 在选择 CAES 盐穴储气库运行压力区间时, 应在允许的范围选择较大的压力。

图 22 为不同压力区间下的储气库围岩塑性区分布。可以看出, 当压力区间为 5~8 MPa 时, 围

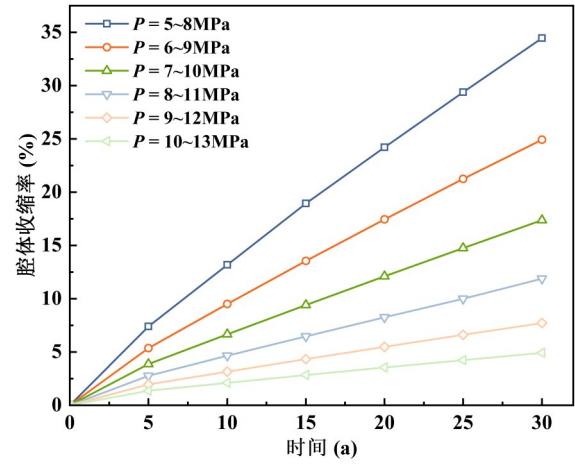


图 20 不同压力区间运行 30 年储气库腔体收缩率曲线
Fig. 20 Cavity shrinkage rate curves of gas storage under different pressure intervals over 30 years of operation

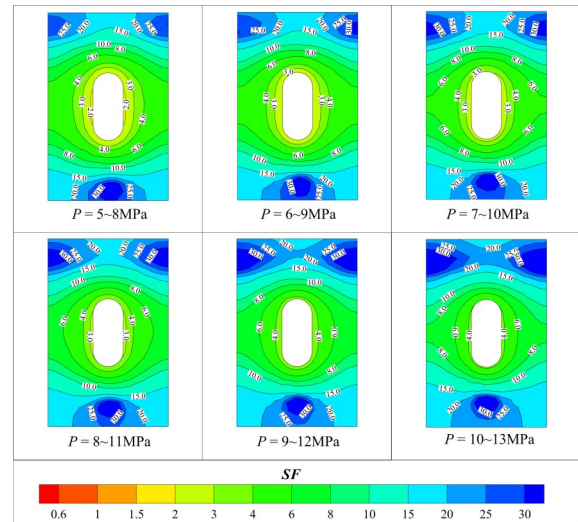


图 21 不同压力区间运行 30 年储气库围岩安全系数云图
Fig. 21 Safety factor distribution of surrounding rock under different pressure intervals after 30 years of operation

岩塑性区分布最为显著, 在盐穴顶部及底部区域出现较大范围的连续分布。这表明在较低内压条件下, 围岩受支撑不足, 偏应力水平较高, 从而更易发生剪切屈服, 导致塑性区范围较大。随着压力的升高, 剪切塑性区范围明显缩小, 当压力区间为 8~11 MPa、9~12 MPa 和 10~13 MPa 时, 仅在局部几何不连续位置出现少量剪切塑性区, 这是由于随着内压增加, 围岩径向应力提高, 有效降低了偏应力水平, 从而抑制了剪切破坏的发展。因此, 在地层应力约束允许的范围内, 较高运行压力有利于

维持围岩稳定性。

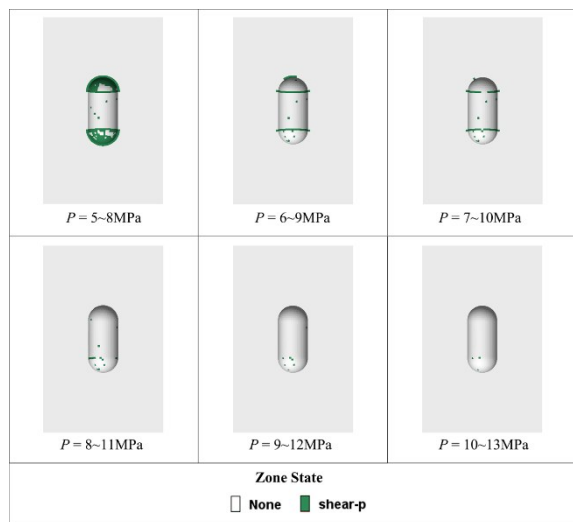


图22 不同压力区间运行30年储气库围岩剪切塑性区云图
Fig. 22 Shear plastic zone contours of surrounding rock for gas storage caverns with different pressure ranges at the 30th year of operation

2.4 充气温度影响

为了研究温度对盐穴储气库稳定性的影响，分别对充入气体温度为293 K、303 K、313 K和323 K四种运行工况下的储气库进行模拟。不同工况下的储气库运行30年后围岩位移分布情况如图23所示。可以看出，各温度工况下的位移分布区别不大，随着充气温度的增加，水平位移和竖直位移逐渐增大。这主要是因为较高的充气温度会使腔内气体和围岩的温度升高，导致岩体发生热膨胀，从而位移增大。而且，盐岩的蠕变速率对温度非常敏感。温度升高会降低盐岩的粘滞系数，加速蠕变过程。因此，在高温工况下，由蠕变引起的位移累积更加明显。

图24和图25分别为在不同充气温度情况下运行的盐穴储气库的位移与最大主应力变化情况。如图24所示，充气温度越高，围岩在低压阶段的位移斜率越大，变形也更大，所有工况下的位移都呈现出明显的周期性波动，同时，随着时间的推移，位移缓慢上升，这反映了盐岩变形随时间累积的蠕变特性。如图25所示，充气温度越高，围岩承受的最大主应力越大，即压应力减小，趋于受拉。

图26为在不同充气温度情况下运行30年过程中的盐穴储气库的腔体收缩率。如图所示，在运行前5年，各个工况下的腔体收缩率区别不大，之后

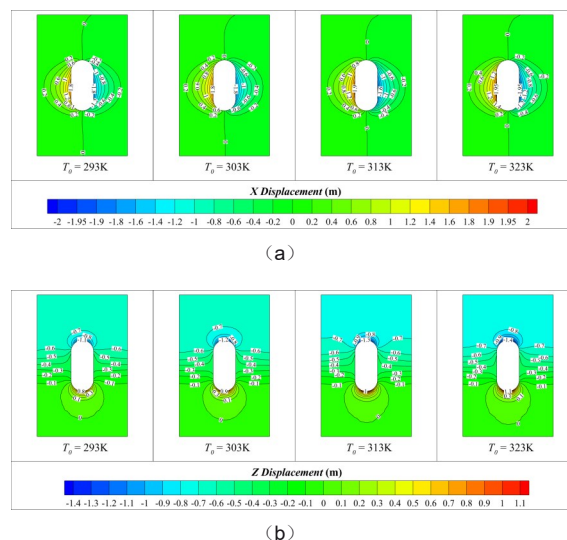


图23 不同充气温度运行30年时位移分布云图：(a)水平方向位移分布云图(b)垂直方向位移分布云图

Fig. 23 Displacement distribution after 30 years of operation under different gas injection temperatures: (a) Horizontal displacement distribution (b) Vertical displacement distribution

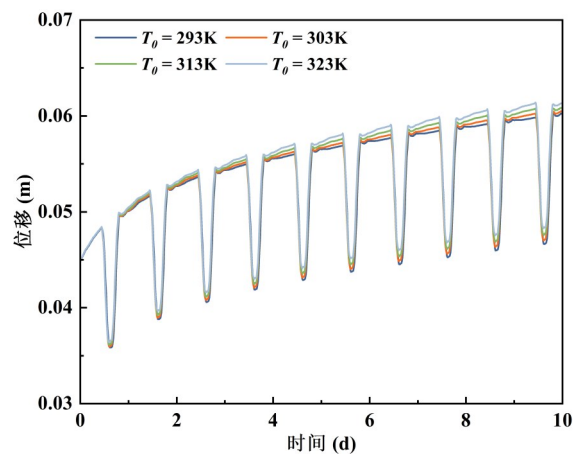


图24 不同充气温度下运行前10天储气库围岩位移曲线
Fig. 24 Displacement curves of surrounding rock under different gas injection temperatures during the first 10 days of operation

随着运行时间增加，差距拉大，但相对于压力变化造成的影响，温度变化对腔体收缩率的影响并不显著。

图27为在不同充气温度情况下运行30年后的盐穴储气库围岩的安全系数分布。可以明显看出，随着温度升高，较低的安全系数逐渐集中于中间盐岩部位，顶板和底板的泥岩安全系数反而出现升高的现象。即温度升高会导致盐岩位置的安全性降

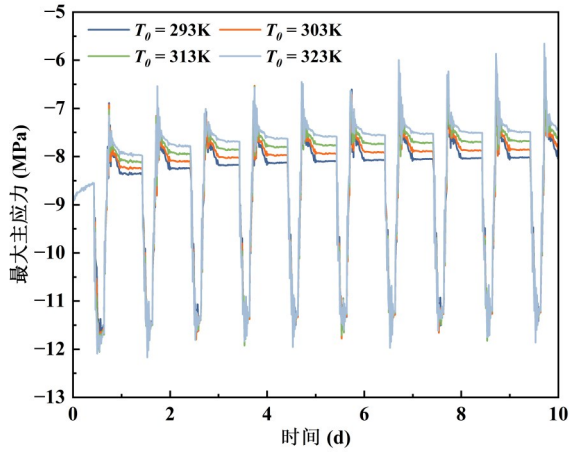


图25 不同充气温度下运行前10天储气库围岩最大主应力曲线

Fig. 25 Maximum principal stress curves of surrounding rock under different gas injection temperatures during the first 10 days of operation

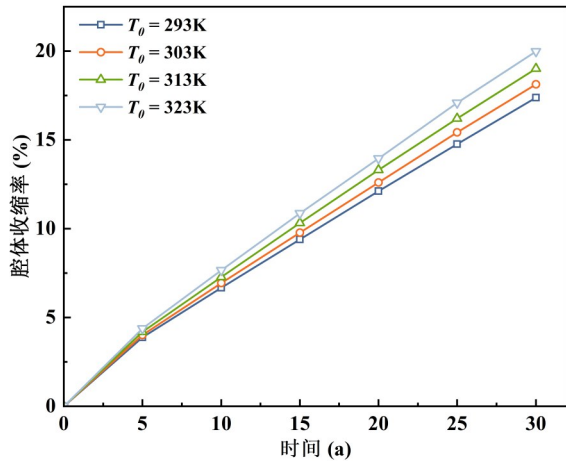


图26 不同充气温度下运行30年储气库腔体收缩率变化曲线

Fig. 26 Cavity shrinkage rate curves of gas storage cavern under different gas injection temperatures over 30 years of operation

低，提高泥岩位置的安全性。

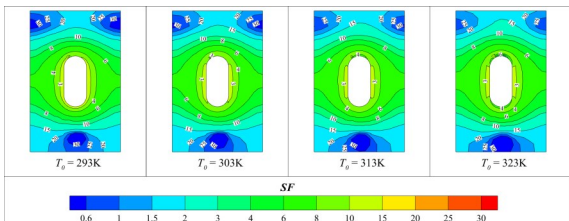


图27 不同充气温度下运行30年储气库围岩安全系数云图
Fig. 27 Safety factor distribution of surrounding rock under different gas injection temperatures after 30 years of operation

图28展示了不同初始充气温度条件下，盐穴储气库运行30年后围岩剪切塑性区的分布特征。整体来看，不同温度条件下储气库整体稳定性均较好，充气温度对于剪切塑性区的分布几乎没有影响。

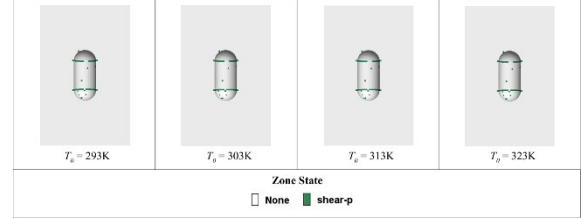


图28 不同充气温度下运行30年储气库围岩剪切塑性区云图

Fig. 28 Shear plastic zone contours of surrounding rock for gas storage caverns with different inlet temperatures at the 30th year of operation

3 结论

本文基于FLAC3D平台，构建了百兆瓦级压缩空气储能电站盐穴储气库的热力耦合模型，模拟了盐穴储气库改变高径比、压力区间与充气温度的情况下腔体在30年高频循环荷载下的力学响应，得出以下主要结论：

(1) 在高频循环充放气工况下，盐穴储气库围岩响应表现为压力温度耦合作用下的周期性波动与长期蠕变累积叠加效应。围岩整体呈向内收缩趋势，最大水平位移位于腔体侧壁中部，最大垂直位移集中于顶板区域。随着运行时间延长，盐岩蠕变逐步由瞬态阶段过渡至稳态阶段，腔体体积持续收缩，对储气库长期有效容量产生显著影响。

(2) 盐穴储气库的腔体高径比是决定围岩稳定性的关键因素之一。在储气容积相同条件下，高径比增大会加剧围岩应力集中与蠕变变形，导致水平位移、体积收缩率显著增加。综合稳定性与储气需求，建议高径比控制在1.75以下。

(3) 运行压力区间对长期稳定性具有决定性影响，压力区间降低会显著增加围岩变形与塑性区范围。当压力区间为5~8 MPa时，侧壁位移可达腔体直径的9.2%，超过工程允许值，30年体积收缩率约34.5%，远高于规范建议值，显著削弱了盐穴储气库的稳定性。针对本文工况，建议最低运行压力不低于7 MPa。

(4) 充气温度对盐穴储气库的热力耦合过程具

有重要影响。充气温度的升高会导致其围岩应力、蠕变位移量与腔体收缩率均高于低温充气工况。因此,在实际运行中应避免高温充气,以减少围岩长期变形。

参 考 文 献

- [1] Swider D J. Compressed air energy storage in an electricity system with significant wind power generation[J]. IEEE transactions on energy conversion, 2007, 22(1): 95-102.
- [2] Chen H, Cong T N, Yang W, et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review[J]. Progress in natural science, 2009, 19(3): 291-312.
- [3] Hu S, Liu C, Ding J, et al. Thermo-Economic Modeling and Evaluation of Physical Energy Storage in Power System[J]. Journal of Thermal Science, 2021, 30(6): 1861-1874.
- [4] 周宇飞, 丁兴起, 杨名, 等. 冷储存能对双级液相蓄冷液化空气储能系统启动特性的影响研究[J]. 工程热物理学报, 2025, 46(09): 2839-2849.
ZHOU Yufei, DING Xingqi, YANG Ming, et al. Study on the Influence of Cold Storage Energy on the Start-up Characteristics of the Liquid Air Energy Storage System With Dual-stage Liquid-phase Cold Energy Storage[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2025, 46(9): 2839-2849.
- [5] 于长富, 宋鹤, 上官拴通, 等. 超深地层盐岩蠕变试验及储气库长期稳定性研究[J]. 盐科学与化工, 2024, 53(6): 1-5+9.
YU Changfu, SONG He, SHANGGUAN Shuantong, et al. Study on creep test of salt rock and long-term stability of gas storage in ultra-deep formation [J]. Journal of Salt Science and Chemical Industry, 2024, 53(6): 1-5+9.
- [6] 宫丹妮, 李景翠, 万继方, 等. 多场作用下盐穴储气库腔体稳定性的数值模拟研究[J]. 石油科学通报, 2023, 8(6): 787-796.
GONG Danni, LI Jingcui, WAN Jifang, et al. The numerical simulation of the stability of salt cavern gas storage considering multiple fields [J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(6): 787-796.
- [7] Li H, Ma H, Liang W, et al. Stability assessment of CAES salt caverns using a fractal-order derivative creep-fatigue damage model[J]. Energy, 2025, 317: 134584.
- [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(03): 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(03): 367-377.
- [9] 武志德, 刘冰冰, 冉莉娜, 等. 盐穴储气库运行参数设计及稳定性评价研究[J]. 盐科学与化工, 2024, 53(12): 1-5+10.
WU Zhide, LIU Bingbing, RAN Lina, et al. Research on the operation parameters and stability analysis of salt cavern gas storage[J]. Journal of Salt Science and Chemical Industry, 2024, 53(12): 1-5+10.
- [10] 丁双龙, 于璐, 刘佳佳, 等. 盐穴储气库注采热应力对腔体稳定性的影响[J]. 石化技术, 2023, 30(10): 170-174.
DING Shuanglong, YU Lu, LIU Jiajia, et al. Influence of thermal stress induced by gas injection-and-withdrawal on salt cavern stability [J]. Petrochemical Industry Technology, 2023, 30(10): 170-174.
- [11] Lyu C, Cai W, Zhang X, et al. Thermo-hydro-mechanical and creep coupled analysis of interlayer effects on compressed air energy storage salt cavern stability and sealing integrity[J]. Energy, 2026: 140658.
- [12] 张胜利, 徐素国, 肖宁, 等. 温度-应力耦合作用下深部盐岩蠕变损伤模型[J]. 煤炭学报, 2024, 49(08): 3425-3438.
ZHANG Shengli, XU Suguo, XIAO Ning, et al. Creep damage model for deep salt rock under temperature and stress coupling effect[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(08): 3425-3438.
- [13] Li W, Nan X, Chen J, et al. Investigation of thermal-mechanical effects on salt cavern during cycling loading[J]. Energy, 2021, 232: 120969.
- [14] Kushnir R, Dayan A, Ullmann A. Temperature and pressure variations within compressed air energy storage caverns[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2012, 55(21-22): 5616-5630.
- [15] 刘法辉, 井文君, 马洪岭, 等. 考虑沉渣作用的压气蓄能盐穴稳定性分析[J]. 科学技术与工程, 2026, 26(06): 2525-2534.
LIU Fahui, JING Wenjun, MA Hongling, et al. Stability of Salt Caverns for Compressed Air Energy Storage Considering Sediment Effects[J]. Science Technology and Engineering, 2026, 26(06): 2525-2534.
- [16] Deng J, Liu Y, Yang Q, et al. A viscoelastic, viscoplastic, and viscodamage constitutive model of salt rock for underground energy storage cavern[J]. Computers and Geotechnics, 2020, 119: 103288.
- [17] Li H, Ma H, Zhao K, et al. Parameter design of the compressed air energy storage salt cavern in highly impure rock salt formations[J]. Energy, 2024, 286: 129520.
- [18] Christensen R M. Yield functions/failure criteria for isotropic materials[J]. Proceedings of the Royal Society of London. Series A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, 1997, 453 (1962): 1473-1491.
- [19] 张桂民, 王贞硕, 刘侯轩, 等. 水平盐穴中压气蓄能储库关键顶板稳定性研究[J]. 岩土力学, 2021, 42(03): 800-812.
ZHANG Guimin, WANG Zhenshuo, LIU Maxuan, et al. Research on stability of the key roof above horizontal salt cavern for compressed air energy storage [J]. Rock and Soil Mechanics, 2021, 42(03): 800-812.