

DOI: 10.16285/j.rsm.2023.0120

盐穴能源储库氮气阻溶造腔气垫控制理论研究

刘 伟¹, 李德鹏¹, 高 丽², 万继方³, 李 林¹,
唐海军², 徐贵春², 姜德义¹

(1. 重庆大学 煤矿灾害动力学与控制国家重点实验室, 重庆 400044;

2. 中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司石油工程技术研究院, 江苏 扬州 225009;

3. 中国石油集团工程技术研究院有限责任公司, 北京 102206)

摘 要: 盐穴具有良好的稳定性和密闭性, 是储存天然气、石油、氢气等的理想场所。传统水溶造腔采用的油垫阻溶存在阻溶效果差、卤水油污重等问题, 无法满足绿色矿山建设要求。气垫作为一种替代品备受关注, 但因其起步较晚、控制难度大, 加之我国复杂的盐层地质条件, 阻碍着其推广应用。为此, 首先分析了不同造腔阶段气垫控制特点, 然后在对气-液界面处压力平衡分析的基础上提出了不同阶段气垫厚度预测及注气量计算方法, 结合某井建槽期实例给出了建议气垫厚度及其波动范围, 探明了气垫厚度和注气量随造腔推进的变化规律, 最后探讨了气垫阻溶应用相关的关键问题。研究表明: 建槽期及收顶期以气垫厚度控制为主, 建腔期及腔体修复阶段则以气-液界面位置控制为主。建议建槽期平均气垫厚度不低于 0.3 m, 建槽期初期气垫厚度波动迅速, 应设置较大的气垫厚度并及时补注氮气, 随后气垫厚度波动趋于稳定, 补气时间间隔可逐渐拉长。随造腔时间增加, 单次补气量越来越大, 累计补气量整体呈线性增长。造腔过程中井口气压及气-液界面处气垫压力先增加后线性减小, 应实时监测井口气压变化。气垫阻溶与油垫阻溶成本相近但环境效益显著, 可重复利用排出氮气及井口注气设施以节约成本。现场应加强气-液界面位置监测, 可采取光纤监测和中子测井相结合的方式实时准确监测界面位置信息。

关 键 词: 盐穴储库; 氮气阻溶; 压力平衡; 气垫设计; 气-液界面

中图分类号: TU 457

文献标识码: A

文章编号: 1000-7598 (2023) 08-2205-16

Control theory of gas blanket in energy storage salt cavern construction with nitrogen dissolution inhibition

LIU Wei¹, LI De-peng¹, GAO Li², WAN Ji-fang³, LI Lin¹,
TANG Hai-jun², XU Gui-chun², JIANG De-yi¹

(1. State Key Laboratory of Coal Mine Disaster Dynamics and Control, Chongqing University, Chongqing 400044, China;

2. SINOPEC Jiangsu Oilfield Branch Petroleum Engineering Technology Research Institute, Yangzhou, Jiangsu 225009, China;

3. CNPC Engineering Technology R&D Company Limited, Beijing 102206, China)

Abstract: Salt caverns have good stability and air-tightness, and thus are ideal places for storage of natural gas, oil, hydrogen, etc. The oil blanket used in the conventional salt caverns created by solution mining has problems such as poor dissolution inhibition effect and heavy oil contamination, which cannot meet the requirements of green mine construction. As a substitute, gas blanket has attracted much attention. However, its application is hindered due to great difficulty in control, and the complex geological conditions of salt rock strata in China. To this end, the characteristics of gas blanket control at different cavern construction stages were analyzed first, and then the methods for predicting the thickness of gas blanket and calculating the gas injection amount at different stages were proposed based on the analysis of the pressure balance at the gas-liquid interface. Combined with an example of a well in the groove construction period, the recommended thickness of gas blanket and its fluctuation range were given, and the variation law of the gas blanket thickness and the gas injection amount with the cavern construction progress was proved. Finally, the key problems related to the application of gas blanket were discussed. The results showed that the gas blanket thickness is mainly controlled during the groove construction and roof formation periods, and the gas-liquid interface position is mainly controlled during the cavern construction and cavern repair periods. It is suggested that the average gas blanket thickness during the groove construction period

收稿日期: 2023-02-06

录用日期: 2023-03-21

基金项目: 国家自然科学基金 (No. 52074046, No. 51804003); 重庆英才计划“包干制”项目 (No. cstc2022ycjh-bgzxm0035)。

This work was supported by the National Natural Science Foundation of China (52074046, 51804003) and the Chongqing Talent Program Young Top Talents (cstc2022ycjh-bgzxm0035).

第一作者简介: 刘伟, 男, 1986 年生, 博士, 研究员, 主要从事盐岩采卤造腔与溶腔利用、非常规天然气开采方面的研究。E-mail: whrsmliuwei@126.com

通讯作者: 李林, 男, 1979 年生, 博士, 副教授, 主要从事固体矿床开采理论与技术、矿山灾害动力学方面的研究。E-mail: daney0803@163.com

should not be less than 0.3 m. The thickness of gas blanket fluctuates rapidly at the beginning of the groove construction period, and thus a larger gas blanket thickness should be set up and the nitrogen should be replenished in time. Then the gas blanket thickness tends to be stable, and the gas replenishment interval can be gradually extended. With the increase of cavern construction time, the single gas replenishment volume becomes larger and larger, and the cumulative gas replenishment volume increases linearly as a whole. During cavern construction, the wellhead gas pressure and the gas pressure at the gas-liquid interface increase first and then decrease linearly, and the wellhead gas pressure change shall be monitored in real time. The cost of gas blanket is close to that of oil blanket, but the environmental benefits are significant, and the discharged nitrogen and wellhead gas injection facilities can be reused to save costs. The position of gas-liquid interface should be monitored on site in real time by combining optical fiber monitoring and neutron logging.

Keywords: salt cavern storage; nitrogen dissolution inhibition; pressure balance; gas blanket design; gas-liquid interface

1 引言

地下盐穴溶腔具有稳定性好、密闭性优、空间体积大等优良特性,常被用于储存石油、天然气、压缩空气、氢气、CO₂等介质,在全世界得到了很好的推广应用^[1-5]。中国当前的石油、天然气对外依存度已经超过 70%和 45%,利用盐穴建设一批地下油气储库,已纳入中国的基本国策^[6-7]。中国第 1 座盐穴储气库金坛储气库于 2007 年投产运行,至今已经累计采气超过 35 亿 m³,为保障华东地区的能源安全发挥了重要作用^[8]。2022 年 6 月,中国最深的盐穴储气库江汉储气库开始注气排卤,标志着这座总规划储气量 48 亿 m³的盐穴储气库迈入快速建设阶段^[9]。与此同时,河南平顶山、湖北云应、河北宁晋、江苏淮安等地的盐穴储气库也进入规划与建设阶段^[10]。此外,随着中国可再生能源调峰需求日益增长,压气蓄能电站的发展也需要大量的盐穴溶腔。如,2022 年投运的江苏金坛压气蓄能电站就是利用地下盐穴作为储气库,为全球第 1 座非补燃式压气蓄能电站^[11]。除此以外,山东肥城、湖北应城、湖南衡阳等地拟建的压气蓄能电站也计划采用盐穴作为压缩空气储库^[12-13]。因此,鉴于我国能源安全及可再生能源调峰需求,盐穴建设即将步入高峰期。在未来,随着大规模储能、储碳等需要,盐穴也必将发挥重要作用,其需求量将会很大。

中国盐穴储气库的建设起步较晚,但进步较快。早期学者们主要关心盐岩的力学性质及储气库稳定性^[14-20]。但一系列的工程实践表明,由于我国盐岩地层多是层状盐岩,盐岩品位低且夹层多,地质条件复杂,现实中很难获得较为理想的腔体形态,设计与实际建造的腔体形态往往有着较大差异^[21-22]。因此,通过改进盐穴建造技术以减少盐岩赋存条件带来的不利影响,进而获得形态更加理想的腔体,对于保障用腔阶段腔体稳定尤为重要。

盐穴溶腔通过水溶法建造而成,自地面钻井至目标盐层,井眼内分别下入技术套管(与地层通过水泥环连接)、造腔外管和造腔内管^[23]。根据注排水通道不同,水溶造腔通常分为正反循环两种方式。水溶造腔过程中随着盐岩溶解腔体不断向上方和四周扩展,由于盐岩的上溶速率大于侧溶速率,需要控制上溶以确保溶腔具有较大的横向尺寸^[24]。往往通过技术套管与造腔外管的环空注入阻溶剂(柴油、氮气、天然气等)在卤水与顶板之间形成一道隔膜,从而起到控制上溶的目的^[25]。目前江苏金坛、淮安、河南平顶山等地的造腔基本都采用单井油垫法,即采用柴油作为阻溶垫层^[26-27]。

单井油垫法中油垫的厚度通常为几毫米至几厘米不等。根据有关文献,油垫厚度在建槽期为 5~10 cm、建腔期为 10~20 cm 时可取得最佳的阻溶效果^[26,28]。但当油垫太厚时,一则油垫用量较大、成本较高,比如在建腔期按腔体半径 40 m,油垫厚度 20 cm 计算,油垫用量达到 1 004.8 m³,柴油价格按 8 500 元/t 计算,此项成本高达 726 万元。再则,柴油在高压下与卤水发生乳化反应,常规分离手段无法有效分离卤水中的残余柴油,含油卤水售价极低且只能用于制作工业盐,同时制盐后的含油废水仍然有环境污染风险^[29]。最后,我国盐岩以高杂质盐岩为主,水溶造腔过程中顶板凹凸不平,若沿用均质性较好的盐丘地层的油垫设计厚度,在很多地方难以实现控制上溶的效果,进而迫使增大油垫用量,无疑进一步增加造腔成本、降低卤水品质、并增加环境污染风险。

鉴于油垫阻溶的种种弊端,气垫作为一种选择逐渐走进人们的视野。气垫阻溶是通过从技术套管和造腔外管的环空注入高压氮气(也可使用高压天然气等),在卤水与顶板之间形成一层气垫,起到阻隔卤水与顶板进而控制上溶的目的。氮气具有易于获取、注排方便、不与卤水及盐岩反应等特点^[30]。同时,氮气气垫的厚度易于控制,对于各种盐层,

特别是高杂质盐层,其适用性更为凸显。此外,采用氮气阻溶时可获得不含油污的高品质“精卤”,为盐矿开采带来更好的经济效益^[31]。随着我国绿色矿山建设的发展,氮气阻溶全方位取代油垫阻溶已是大势所趋。

然而,作为一门新兴的技术,氮气阻溶造腔仍有很多问题有待攻克。首先,由于气体具有可压缩性,气垫压力的变化及腔体尺寸的扩展使气垫与卤水界面的位置不断变化,如何科学准确地确定其位置对于腔体形态调控至关重要。其次,不同造腔阶段腔体形态扩展和调控要求有所不同,应针对性地设计气垫厚度以起到控制上溶、促进侧溶的效果。最后,造腔过程中由于盐岩不断溶解导致气垫厚度连续变化,如何有效预测气垫厚度变化,并及时补充或排出部分气体,关系到气垫阻溶与腔体形态调控的成败。现有文献多聚焦于气-液界面位置探测方法、气垫阻溶压力控制理论、气垫阻溶物理及数值模拟试验与理论等研究^[32-34],尚未给出不同造腔阶段气垫厚度设计及其变化预测、确定气体补注体积及时机的方法,对上述问题的认识仍很不充分。

本文围绕气垫阻溶造腔问题,首先剖析了不同造腔阶段气垫控制的差异性特征,建立了气垫阻溶压力平衡理论。然后根据工程实例给出了建议气垫厚度及其波动范围,提出了不同造腔阶段气垫厚度设计方法,进而明确了气垫的补注用量及补注时机,并以金坛某井建槽期为工程背景,对所提出的方法进行了应用与检验。最后,结合现场造腔数据探讨了关键压力参数及不同造腔阶段氮气用量的变化特点,分析了采用氮气阻溶造腔的经济及环境效益,总结了主流气-液界面位置探测方法的优劣并提出了相应的建议。

2 不同造腔阶段气垫阻溶特点

不同造腔阶段腔体形态扩展亦表现出不同的特点,想要取得较为理想的氮气阻溶效果必须根据腔体扩展特点有所侧重地调控气垫。根据笔者针对气垫阻溶工艺开展的一系列试验与理论研究^[31, 35-36],概括总结了不同造腔阶段气垫阻溶特点。

2.1 建槽期

建槽期若上溶控制有效,可以扩大腔体底部尺寸(最大限度减小侧溶角),确保腔体沉渣平稳堆放,对腔体后续扩展也有重要影响。该阶段气垫必须以一定厚度全覆盖顶板(见图1),确保盐岩溶蚀与腔体扩展均发生在气-液界面下方。需说明的是,建槽期初期裸眼尺寸扩展迅速、中后期腔体横

向尺寸快速增加,与之相随的是气垫厚度的快速变薄。所以,建议建槽期采取较大的气垫厚度并随其变薄及时补注氮气。本阶段首先要保障的是气垫厚度与及时补气,其次要加强气-液界面位置的监测与调控。一旦气垫厚度不足或补气不及时,都有可能引起气-液界面快速上移进而导致上溶控制失效,并造成建槽期对应盐层段的利用率降低,后文将对气垫厚度及补气进行详细说明。

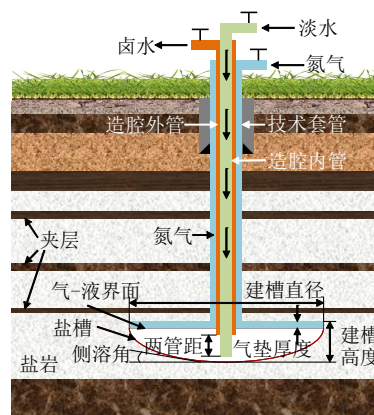


图1 建槽期腔体扩展与气垫设置示意图

Fig.1 Schematic diagram of cavern expansion and gas blanket setting during groove construction period

2.2 建腔期

当建槽直径达到设定的腔体尺寸时,一般以50~60 m为标志^[37],便意味着建槽期结束及建腔期开始。建腔期是盐穴成腔的主要阶段,时间占到整个造腔周期的70%甚至更长。建腔期主要采取反循环造腔,盐岩上溶与侧溶共同控制腔体扩展,腔体顶板也多以弧形逐步上移(见图2)。故此,该阶段内,气垫只需要覆盖腔体顶部一定范围,保障上溶和侧溶全部发生在气-液界面下方即可。在该阶

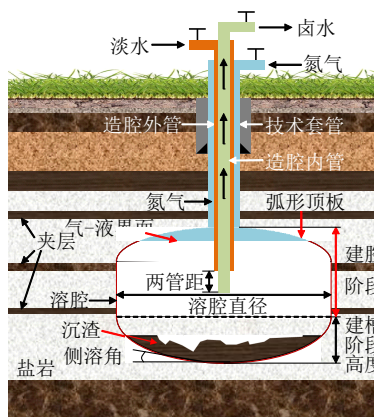


图2 建腔期腔体扩展与气垫设置示意图

Fig.2 Schematic diagram of cavern expansion and gas blanket setting during cavern construction period

段,应以控制气-液界面位置为主,准确地设计气-液界面深度并加强气-液界面位置监测,进而及时补注氮气以维持界面位置稳定,而注气量则以确保气-液界面位置稳定为衡量依据。

2.3 收顶期

地下盐穴储库的服役周期长达 30~50 年,且面临复杂的循环荷载^[38]。因此,常将腔体顶部建造成稳定性良好的拱形。将溶腔顶部逐步建造成拱形的阶段称为收顶期,其具体的形状、尺寸和施工时长等往往需要结合盐层地质条件和用腔需求优先确定,并在造腔设计资料中列出。在收顶期,将逐步转为正循环造腔,既要有效控制气-液界面的位置以确保横向尺寸达标,又要及时上提气-液界面以实现腔体顶板上移。因此,该阶段涉及退气降压。

2.4 修复阶段

造腔过程中,伴随夹层、杂质、管柱损坏及操作不当等不确定因素的出现,腔体可能出现不满足设计的畸形问题^[39],常采用声呐技术确定腔体形态。如图 3 所示,腔体中下部出现了偏溶,而当腔体发展到顶部某位置时,又出现了严重的“缩颈”(最小尺寸仅为 8 m),这样既大幅减小了腔体有效体积,又为后续储气埋下围岩失稳隐患。由于畸形部位上部空间较大,若采用油垫法修复将会消耗大量柴油。以图 3 中畸形腔体为例,畸形悬挑部位上方腔体体积保守估计在 20 000 m³ 以上,单是柴油成本就高达 1.36 亿元人民币,因此油垫阻溶基本无法适用于畸形腔体修复。该工程实际采用的是气垫阻溶修复,且以储气库现场来源丰富的天然气作为气垫^[33-34](相当于对畸形部位上方提前注气排卤),修复后腔体的畸形部位尺寸显著减小,垮塌风险大大降低,且腔体体积增加了 14 000 m³,经济效益和安全效益均十分显著。畸形腔体修复期,关键是注入充足的气体,并确保气-液界面维持在设定位置。若腔体有多个畸形部位需要修复,建议采用天然气作为气垫,并从上往下逐个修复,待最下方的畸形部位修复完成,注气排卤工作也大致完成。

综合对比来看,造腔各阶段气垫控制策略有所差异:①建槽期主要通过注气量与及时补气确保气垫厚度,进而控制气垫位置,防止气垫上升过快;②建腔期以气-液界面位置控制为主,补气多少取决于确保气-液界面位置稳定;③收顶期刚转入正循环时需要先注入氮气,以气-液界面位置和氣垫厚度共同控制;④畸形修复阶段注气量较大,以气-液界面位置控制为主,建议采用天然气做气垫并与注气排卤结合。

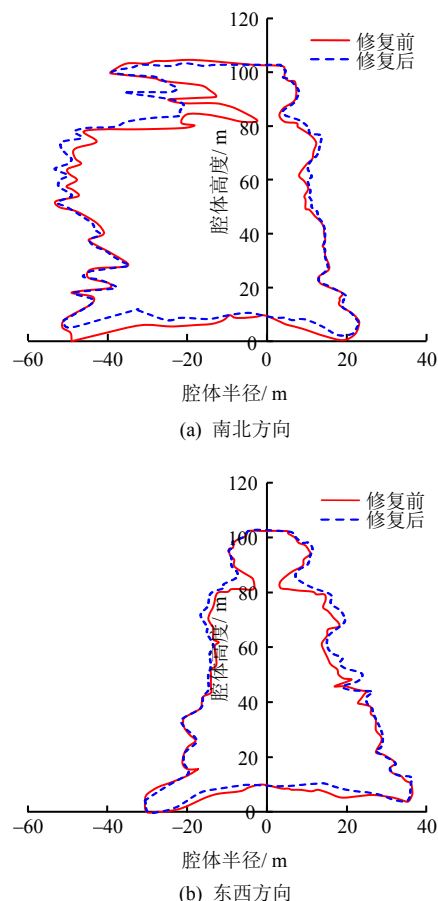


图 3 金坛某畸形溶腔天然气阻溶修复效果

Fig.3 Repair effect of a deformed salt cavern by natural gas blanket in Jintan

3 气垫阻溶造腔控制理论

氮气阻溶造腔涉及的计算理论主要包括:气-液界面压力理论,气垫注气体积计算理论,气垫厚度设计及其变化预测理论,补注气体体积与时机的确定。董建辉等^[40]提出采用氮气作为保护层材料调控腔体形态,建立了气-液界面深度和注气量计算模型。于鹏亮等^[41]综合工程力学、流体力学、热力学等学科理论,推导出气-液界面深度计算公式。何俊等^[42]提出在利用天然气阻溶造腔的同时实现恒压注采气运行技术,建立了可满足恒压运行条件的注水量及注水压力计算模型。Wang 等^[32]将单井造腔时的管柱结构视为 U 形管,根据连接点处压力平衡建立了气-液界面深度计算模型。气垫阻溶造腔现有理论研究多关注于气-液界面处深度及压力分析,而对气垫厚度变化预测、注排气规律研究等却鲜有涉及。

3.1 气-液界面压力平衡方程

如图 4 所示,单井水溶造腔分为正循环和反循环两种方式。正循环常用于建槽期和收顶期,反循环则多用于建腔期^[43]。以下进行不同循环方式下的井口气压、气-液界面处气垫压力及沿程摩阻计算模

型的建立。

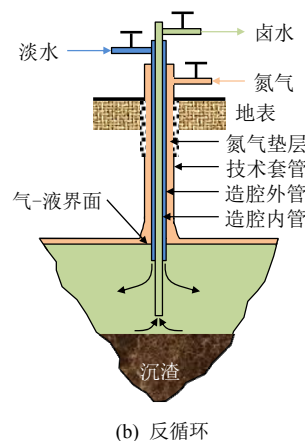
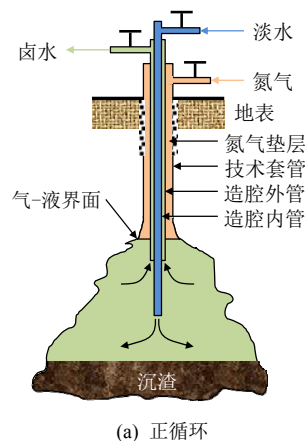


图 4 两种水溶造腔循环方式

Fig.4 Two circulating modes of salt cavern construction with solution mining

3.1.1 正循环

以造腔外管下端管口位置为压力平衡面, 此处压力 P_{ot} 可表示为

$$P_{ot} = \rho_b g L_{ot} + P_{ot-f}^p + P_{ot-wb} \quad (1)$$

式中: ρ_b 为返排卤水密度, 可取 $1\,200\text{ kg/m}^3$; g 为重力加速度, 9.8 m/s^2 ; L_{ot} 为造腔外管的深度 (m); P_{ot-f}^p 为正循环时卤水返排的沿程摩阻压力损失 (MPa); P_{ot-wb} 为造腔外管在地面处的卤水返排压力 (MPa), 一般取 $0.5\sim 1.0\text{ MPa}$, 可由现场确定; P_{ot} 为造腔外管下端管口处的压力 (MPa)。

气-液界面与造腔外管下端管口位置相差:

$$\Delta H = L_{ot} - H_{gb} \quad (2)$$

式中: ΔH 为气-液界面与造腔外管下端管口的位置高差 (m), 该值一般取 10 m 或更大; H_{gb} 为地面井口到井下气-液界面的高度 (m)。

气-液界面处的气体压力:

$$P_{gb-g} = P_{wh} + \bar{\rho}_{N_2} g H_{gb} \quad (3)$$

式中: P_{gb-g} 为气-液界面处的气垫压力 (MPa), 界面处气垫压力与卤水压力相等, 为一个压力平衡位置; P_{wh} 为技术套管地面井口气压 (MPa); $\bar{\rho}_{N_2}$ 为气垫所形成气柱的平均密度 (kg/m^3), $\bar{\rho}_{N_2} = \frac{\rho_{N_2-wh} + \rho_{N_2-gb}}{2}$, 即气垫在井口处与界面处密度的平均值。

按照气体状态方程, 地面井口处、腔内气-液界面处的氮气密度 ρ_{N_2-wh} 、 ρ_{N_2-gb} 可以分别表示为

$$\rho_{N_2-wh} = \frac{P_{wh} M_{N_2}}{ZRT_{N_2-wh}} \quad (4)$$

$$\rho_{N_2-gb} = \frac{P_{gb-g} M_{N_2}}{ZRT_{N_2-gb}} \quad (5)$$

联立式 (1) ~ (5) 可以得到技术套管地面井口气压:

$$P_{wh} = P_{ot} - \rho_b g \Delta H - \bar{\rho}_{N_2} g H_{gb} = \rho_b g H_{gb} + P_{ot-f}^p + P_{ot-wb} - \bar{\rho}_{N_2} g H_{gb} \quad (6)$$

同时还可以得出正循环时造腔内管地面注水压力 P_{it-in} 为

$$P_{it-in} = P_{it-f}^p + P_{ot-f}^p + P_{ot-wb} + (\rho_b - \rho_w) g L_{it} \quad (7)$$

式中: P_{it-in} 为正循环时造腔内管地面井口注水压力 (MPa); P_{it-f}^p 为正循环时造腔内管注水沿程摩阻压力损失 (MPa); ρ_w 为淡水密度, 可取 $1\,000\text{ kg/m}^3$; L_{it} 为造腔内管的深度 (m)。

进而得到气-液界面处的气垫压力为

$$P_{gb-g} = P_{ot} - \rho_b g \Delta H = \rho_b g H_{gb} + P_{ot-f}^p + P_{ot-wb} \quad (8)$$

很显然, 式 (8) 中的造腔外管位置 L_{ot} 一旦确定, 气-液界面的位置 H_{gb} 就能确定, 并根据注水流量就能得到沿程摩阻压力损失 P_{ot-f}^p 。井口卤水返排压力 P_{ot-wb} 一般为定值, 进而很容易确定气-液界面处气垫压力 P_{gb-g} 的值。需要说明的是, 由于造腔全程由低到高推进, 管口位置、流量、管柱相对位置等发生变化, 气-液界面处气垫压力也会随之改变。

3.1.2 反循环

同理可以得到反循环时的井口气压和井口注水压力:

$$P_{wh} = \rho_b g H_{gb} + P_{it-f}^p + P_{it-wb} - \bar{\rho}_{N_2} g H_{gb} \quad (9)$$

$$P_{ot-in} = P_{it-f}^r + P_{ot-f}^r + P_{it-wb} + (\rho_b - \rho_w)gL_{ot} \quad (10)$$

式中: P_{it-wb} 、 P_{ot-in} 分别为反循环时造腔内管井口卤水返排压力和造腔外管井口的注水压力 (MPa); P_{it-f}^r 、 P_{ot-f}^r 分别为反循环时卤水返排及注水沿程摩擦阻力损失 (MPa)。

进一步可以得到界面处的气垫压力 P_{gb-g} 为

$$P_{gb-g} = \rho_b g H_{gb} + P_{it-f}^r + P_{it-wb} \quad (11)$$

3.1.3 沿程摩擦阻计算

P_{it-f}^p 、 P_{ot-f}^p 及 P_{it-f}^r 、 P_{ot-f}^r 为正反循环时液体在管道中流动的沿程水力摩擦阻, 一般采用达西-韦史巴赫公式计算:

$$P_f = \lambda \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g} \quad (12)$$

式中: λ 为沿程水力摩擦系数; L 为流段长度 (m); d 为管柱直径 (m); v 为管柱中流体流动速度 (m/s), $v = Q/A$ 。淡水或卤水在不同管柱中流动时的摩擦系数 λ 与流体的流态有关, 根据雷诺数的不同可将流态划分为不同类型。不同通道处流体流动的雷诺数 Re 可计算为

$$Re = \frac{\rho_f v d_{equ}}{\mu} \quad (13)$$

式中: ρ_f 为流体密度 (kg/m^3); d_{equ} 为流经通道的等效直径 (m), 流体在造腔内管中流动时为造腔内管的内径, 在造腔内管与造腔外管环空中流动时则为造腔外管内径与造腔内管外径之差; μ 为流体的动力黏度 ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)。

获取雷诺数之后即可根据表 1 计算不同管柱中的沿程摩擦系数^[44]。

表 1 不同流态下的雷诺数和摩擦阻力系数计算
Table 1 Calculation of Reynolds number and friction coefficient under different flow regimes

流动类型	Re 范围	计算公式
层流	$Re \leq 2000$	$\lambda = \frac{64}{Re}$
水力流	$2000 < Re \leq \frac{59.7}{\varepsilon^{8/7}}$	$\lambda = \frac{0.3164}{\Delta Re}$
湍流 转变流 (过渡)	$\frac{59.7}{\varepsilon^{8/7}} < Re \leq \frac{665 - 765 \lg \varepsilon}{\varepsilon}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1.8 \lg \left[\frac{6.8}{Re} + \left(\frac{\Delta}{3.7D} \right)^{1.1} \right]$
水力 粗糙流	$Re > \frac{665 - 765 \lg \varepsilon}{\varepsilon}$	$\lambda = \frac{1}{\left(2 \lg \frac{3.7D}{\Delta} \right)^2}$

注: Δ 为管壁的绝对粗糙度, 不同地区的储气库所用管柱系统一般都有其经验值, 也可根据生产数据进行拟合; ε 为相对粗糙度, $\varepsilon = 2\Delta/d$ 。

3.2 某位置注气量计算

在 3.1 节中已经确定了相应的压力关系, 由压力关系很容易确定界面处于某个位置的注气量。对于单井气垫阻溶造腔工艺, 采用的三管柱结构如图 5 所示。假设技术套管的内径为 d_1 , 裸眼直径为 d_2 , 腔顶处的溶腔直径为 d_c , 造腔外管外径为 d_{ot}^{ou} (内径为 d_{ot}^{in}), 造腔内管外径为 d_{it}^{ou} (内径为 d_{it}^{in}), 技术套管长度为 H_1 (井口到套管鞋位置)、裸眼段长度为 H_2 (套管鞋到腔顶位置)、气垫在腔顶的厚度为 H_3 (建腔期为等效厚度)。则整个空间的气体用量可以分解为井眼部分 (井筒及裸眼) 和溶腔顶板部分。

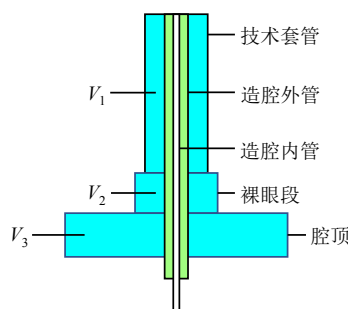


图 5 单井水溶造腔管柱示意图

Fig.5 Schematic diagram of tubing string for single-well solution mining

3.2.1 井筒及裸眼内气垫质量

井筒内气体所占物理体积为图 5 中的 V_1 , 其质量 M_1 为

$$M_1 = \frac{\rho_{N_2-wh} + \rho_{N_2-wc}}{2} \cdot V_1 \quad (14)$$

式中: ρ_{N_2-wc} 为井筒末端 (套管鞋处) 的气体密度, 可通过线性插值法求得, $\rho_{N_2-wc} = \rho_{N_2-wh} + \frac{H_1}{H_{gb}} \cdot (\rho_{N_2-gb} - \rho_{N_2-wh})$; 井筒内的物理体积 V_1 的计算公式为

$$V_1 = \frac{\pi(d_1^2 - d_{ot}^{ou2})H_1}{4} \quad (15)$$

裸眼段内的气体所占物理体积为图 5 中的 V_2 , 其质量 M_2 为

$$M_2 = \frac{\rho_{N_2-wc} + \rho_{N_2-rt}}{2} \cdot V_2 \quad (16)$$

式中: ρ_{N_2-rt} 为腔体顶板处的气体密度, 可通过线性插值法求得, $\rho_{N_2-rt} = \rho_{N_2-wh} + \frac{H_1 + H_2}{H_{gb}} (\rho_{N_2-gb} - \rho_{N_2-wh})$; 裸眼段的物理体积 V_2 的计算公式为

$$V_2 = \frac{\pi(d_2^2 - d_{ot}^{ou2})H_2}{4} \quad (17)$$

3.2.2 腔体顶板处气垫质量

腔体顶板处气垫的质量 M_3 为

$$M_3 = \frac{\rho_{N_2-rf} + \rho_{N_2-gb}}{2} \cdot V_3 \quad (18)$$

$$V_3 = \frac{\pi(d_c^2 - d_{ot}^{ou2})}{4} \quad (19)$$

由于腔顶处气垫的厚度比较小(本文设定约 0.3 m),可以忽略氮气在气垫厚度(H_3)范围内的密度变化,则式(18)可以表述为

$$M_3 = \frac{\pi(d_c^2 - d_{ot}^{ou2})H_3}{4} \cdot \rho_{N_2-gb} \quad (20)$$

需要说明的是,对于建槽期及收顶期, d_c 的值可以取相应腔体的直径;但对于建腔期,由于顶板是一个曲面,气垫只需覆盖顶板部分区域,故应取顶板处气垫实际覆盖区域的直径。

当气-液界面位于某一位置 H_{gb} 时,相应的总注氮量 M_g 为

$$M_g = M_1 + M_2 + M_3 \quad (21)$$

为方便计量,有时也将气体用量换算成标况下的体积 V_N :

$$V_N = \frac{M_g}{\rho_{MN}} \quad (22)$$

式中: ρ_{MN} 为所用气体在标况下的密度(kg/m^3)。若为氮气,取值 1.25 kg/m^3 ;若为天然气(CH_4),取值 0.717 kg/m^3 。

以金坛某盐矿为例,技术套管采用 $244.5 \text{ mm} \times 10.03 \text{ mm}$ 管柱,内径 $d_1 = 224.44 \text{ mm}$;造腔外管采用 $177.8 \text{ mm} \times 8.05 \text{ mm}$ 管柱,外径 $d_{ot}^{ou} = 177.8 \text{ mm}$,内径 $d_{ot}^{in} = 161.7 \text{ mm}$;裸眼段直径 $d_2 = 311.1 \text{ mm}$;造腔内管采用 $114.3 \text{ mm} \times 6.88 \text{ mm}$,外径 $d_{it}^{ou} = 114.3 \text{ mm}$,内径 $d_{it}^{in} = 100.54 \text{ mm}$ 。按照腔体所在深度范围 $1\,000 \sim 1\,100 \text{ m}$ 计算,设计套管鞋到腔体距离 20 m ,且暂时考虑建槽阶段腔体顶板位置与气-液界面相同, $H_{gb} = 1\,070 \text{ m}$ 。技术套管深度 $H_1 = 1\,000 - 20 = 980 \text{ m}$,裸眼段长度 $H_2 = 1\,070 - 980 = 90 \text{ m}$ 。气垫厚度按照平均 0.3 m ,气-液界面处腔体直径 $d_c = 30 \text{ m}$ 。根据式(15)、(17)、(19)计算得到 V_1 、 V_2 和 V_3 分别为 14.43 、 4.60 m^3 和 211.94 m^3 。

对于顶板深度为 $1\,000 \text{ m}$ 的腔体,气体的气柱密度相差不大^[45]。若忽略气体密度的差异,则三部分气体的质量占比分别为 6.25% 、 1.99% 和 91.76% 。由此可见,腔内顶板部分是气垫的主要组成部分。初次注气主要是充满井筒段与裸眼段,而后随着气-液界面上升,裸眼段的气垫体积越来越少。

3.3 气垫厚度控制标准

关于阻溶剂厚度的控制标准,国内外公开资料较少,尤其是气垫阻溶时的厚度。根据笔者调研我国中部某气垫阻溶造腔的实例,A井造腔初期的 70 d 内,累计加注氮气 $13\,900 \text{ m}^3$,监测结果显示气-液界面仅上升 0.5 m ,表明界面控制效果较好,按腔体直径为 $8 \sim 10 \text{ m}$ 折算得到气垫厚度为 $0.26 \sim 0.4 \text{ m}$ 。而B井造腔初期的近 140 d 内,累计加注氮气约 $13\,000 \text{ m}^3$,气-液界面上升了 13 m ,造成建槽期侧溶角过大、盐岩资源浪费,表明界面控制效果较差,根据腔体直径折算得到气垫厚度约 $0.09 \sim 0.15 \text{ m}$ 。建槽期腔体尺寸扩展迅速,受管柱位置、排量等变动的影响,气-液界面处气垫压力波动较大,进而引起界面位置及气垫厚度发生变化。结合油垫厚度及实际情况,建议建槽期气垫厚度平均值不低于 0.3 m 为宜。

此外,通过王建夫等^[30]的研究可以看出,其在JT1井造腔的阶段1、阶段2给出的气垫厚度是 0.1 m 。然而,阶段1和阶段2中,造腔外管管口与气-液界面之间的距离分别为 33 m 和 53 m ,很显然建槽期该距离不可能如此之大。因此,为了确保建槽期气-液界面平衡,进而建造大尺寸、小侧溶角的腔体底槽,设置更大的气垫厚度是必要的。同时,由于我国盐岩整体品位较低,不溶物杂质含量较高,腔体顶板不可能完全平整,顶板凹凸不平的溶解面仍需气垫填充。因此,当遇到低品位盐层时,气垫的厚度也理应更大一些。

在建腔期,主要采取反循环造腔,顶板一般为弧形,且主要通过气-液界面位置控制起到控制上溶的目的,因此,在建腔期谈气垫厚度的意义不大。气垫只需要覆盖顶板一定的范围即可,关键是加强气-液界面的监测与及时补气。而在收顶期,主要采取正循环造腔,腔体顶板一般为平面,此时气垫厚度的控制尤为关键,建议气垫厚度不低于 0.3 m 。而对于修复期,气垫控制主要是保证气-液界面位于拟修复部位的上方一定位置,因此应根据具体情况确定气垫用量与厚度。

3.4 气垫厚度计算方法

造腔过程中腔体的轮廓发生变化, 导致气垫的厚度随之变化。首先需确保一个气垫厚度最小值(下限值), 一旦气垫厚度达到该值时, 就应及时补注氮气; 还应确定一个气垫厚度最大值(上限值), 作为氮气补注完成的标准。气垫厚度最小值与最大值的平均值即为气垫厚度平均值, 对于某个阶段, 气垫厚度就是围绕平均值在最大值和最小值之间波动。本文提出了一种气垫厚度变化的计算方法, 以下为详细推导过程。

3.4.1 建槽期/收顶期

建槽期的气垫厚度及位置控制是造腔成功的关键环节, 决定着腔体底槽的大小、腔体形态的走势, 甚至决定了建腔的成败。收顶期的上溶控制, 则关乎腔体顶板最终形态, 对腔体的稳定性和密闭性有直接影响。对于造腔的某一个阶段, 气-液界面位置、造腔内/外管的位置一般固定。待该阶段溶蚀完成或有需要时, 才实施管柱位置变动及界面位置提升。

若某 A 阶段腔体横截面半径为 R_i , 考虑腔体扩展半径 ΔR (步距, 可为定值, 也可以是变量), 扩展过后腔体半径为 $R_{i+1} = R_i + \Delta R$ 。在此过程中, 造腔新增体积:

$$\Delta V_i = \pi(R_{i+1}^2 - R_i^2)H_i \quad (23)$$

式中: H_i 为腔体高度, 可以通过造腔模拟数据确定。对于建槽期, 由于腔体底部是一个锥形, 腔体往外扩展的过程中, 气垫边缘处对应的 H_i 是一个逐渐减小的变量; 对于收顶期, 腔体往外扩展过程中, H_i 是一个常量。

考虑本阶段的造腔总体积为 V_A , 造腔总时长为 T_A , 则腔体半径每扩展 ΔR , 所需要花费的造腔时长为

$$t_{A-i} = \frac{\Delta V_i \cdot T_A}{V_A} \quad (24)$$

将造腔 A 阶段再细分为 N 个小阶段, 则到造腔第 N 个小阶段, 对应的造腔时刻 (累计造腔时长) T_i 为

$$T_i = \sum_{i=1}^N t_{A-i} = \sum_{i=1}^N \frac{\Delta V_i \cdot T_A}{V_A} \quad (25)$$

气垫厚度计算:

$$\delta_{i+1} = \left(\frac{R_0}{R_{i+1}}\right)^2 \delta_i \quad (26)$$

式中: R_0 为某一阶段或时刻腔体初始半径, 可根据

造腔设计或声呐测腔数据确定。在半径比较小 (如 $R < 3$ m) 时, 建议取半径计算步距 $\Delta R = 0.01$ m, 随着计算的进行, 可适当增大步距, 如取 $\Delta R = 0.015$ m 或 0.02 m, 具体可根据计算精度及效率确定。根据造腔设计确定的腔体轮廓可以得到 H_i 、 R_i 等参数, 可以通过编制 Excel 公式进行计算, 也可以将该计算方法嵌入相关的造腔模拟软件, 实现气垫厚度预测。

3.4.2 建腔期

若建腔期采用正循环, 可采用前文所述方法计算某一造腔阶段的气垫厚度, 采用反循环时计算方法则有所不同。在油垫阻溶造腔中, 建腔期采用反循环仅有部分腔体顶板被油垫覆盖, 关键在于如何有效控制油垫位置恒定。在气垫阻溶造腔中亦是如此, 气垫只需覆盖顶板一定范围 (建议气垫横向展布范围为阶段腔体横向尺寸的 30%~40%), 从而既能控制溶蚀范围、保护顶板, 又能保障暴露的顶板充分溶蚀。

因建腔期顶板并非一个平面, 准确给出气垫的厚度和计算公式难度较大, 建议通过气-液界面监测的方式来确保气-液界面位于设定位置, 氮气的注入量也以达到设定气-液界面位置为准。随着造腔的推进, 顶板的暴露面积会逐渐增大, 导致气垫厚度变薄, 气-液界面上移。因此, 结合气-液界面监测并及时补注氮气, 是建腔期气垫控制的关键。

3.5 补注(退)气量计算

3.5.1 同阶段补气量计算

假定某阶段腔体底槽的半径为 R_i , 对应的气垫厚度为 δ_i , 则此时气垫的体积 V_{gi} 为

$$V_{gi} = \pi R_i^2 \cdot \delta_i \quad (27)$$

到下一个阶段, 腔体底槽的半径增加到 R_{i+1} , 对应的气垫厚度变为 δ_{i+1} , 则有

$$\delta_{i+1} = \left(\frac{R_i}{R_{i+1}}\right)^2 \cdot \delta_i \quad (28)$$

按照设计, 当底槽半径 $R < 3$ m 时, 气垫厚度 δ 下降到下限值 δ_m 时进行补气, 至气垫厚度上限值 δ_M 时补气完毕, 由于底槽半径较小时气垫厚度波动很大, 建议将气垫厚度及其波动范围均设置大一些; 当半径 $R > 3$ m 后, 由于顶板面积增大, 气垫厚度及其波动范围可略微减小。总而言之, 气垫厚度应始终保持在 (δ_m, δ_M) 之间波动。

当某一时刻气垫厚度为 δ_i 时 (实际计算以接近 δ_m 为准) 便需进行补气, 使气垫厚度重新增加至 δ_M 。此过程对应的补气量 V_g 为

$$V_s = \pi R_i^2 \cdot (\delta_M - \delta_i) \quad (29)$$

对于建腔期, 腔体顶板往往呈弧形, 利用式 (27) ~ (29) 进行计算可能存在困难。此时, 建议加强气-液界面监测并及时补注氮气以维持气-液界面的稳定。工程现场界面监测与补注氮气可以通过设定的程序控制, 并综合造腔设计方案、现场生产数据和测腔数据推算腔体尺寸发展及气垫厚度变化, 辅助判断氮气增补调控时机。

3.5.2 提界面的退气量计算

一个造腔阶段结束进入下一个造腔阶段时, 需要提升气-液界面或调整管柱位置。而在某阶段结束时, 气垫仍有一定厚度, 其值可由式 (26) 确定, 进入下一个造腔阶段, 则需要由井口处放出部分氮气从而使气-液界面达到指定位置 (裸眼内)。在由造腔阶段 i 进入下一个造腔阶段 $i+1$ 过程中氮气退出量的计算方法如下所述。

第 i 阶段造腔结束时, 总的氮气注入量 M_i 由下式确定:

$$M_i = M_{1i} + M_{2i} + M_{3i} \quad (30)$$

式中: M_{1i} 、 M_{2i} 、 M_{3i} 分别为第 i 阶段图 5 所示气垫体积 V_1 、 V_2 、 V_3 所对应的氮气质量。

进入第 $i+1$ 阶段时, 气垫位置从 H_{gb-i} 上提至 H_{gb-i+1} , 显然必须退出腔体裸眼段内 (V_{2i}) 及顶板处 (V_{3i}) 的部分氮气, 气垫与卤水在新的气-液界面处重新达到压力平衡。则退氮气的量 ΔM_i 为

$$\Delta M_i = M_i - M_{i+1} \quad (31)$$

式中: M_{i+1} 为新造腔阶段 ($i+1$) 氮气的总注入量, 可由下式计算:

$$M_{i+1} = \frac{\rho_{N_2-wh} + \rho_{N_2-wc}}{2} \cdot V_{1i} + \frac{\rho_{N_2-wc} + \rho_{N_2-gb}}{2} \cdot V_{2(i+1)} \quad (32)$$

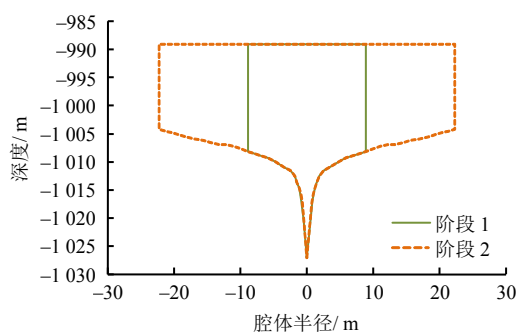
式中: V_{1i} 、 $V_{2(i+1)}$ 分别为第 i 阶段井筒内氮气体积和第 $i+1$ 阶段裸眼段内氮气体积。新的气-液界面位置 H_{gb-i+1} 是一个确定的值, 根据式 (8) 或式 (11) 计算得到新气-液界面处气垫压力, 再由式 (5) 及密度插值公式得到式 (32) 中所需的气体密度, 进而计算出 M_{i+1} 和 ΔM_i 的值, 最后采用式 (22) 得到退氮气的标况体积。

4 建槽期气垫调控案例

4.1 阶段 1 气垫厚度与注气量分析

金坛某井 (JTM 井) 建槽期阶段 1 造腔情况如下: 造腔开始的 81 d 内累计纯溶时间为 70 d, 注水

排量 30 m³/h, 气-液界面位置 989 m, 形成溶腔体积 4 858.9 m³, 沉渣体积 228.7 m³。下文计算只考虑初始注氮到设定界面后的补氮量, 未计算初始时井筒内的注氮量。JTM 井建槽期不同阶段相关信息如图 6 所示。



(a) JTM 井建槽期不同阶段设计腔体形态



(b) 阶段 1 实际腔体形态



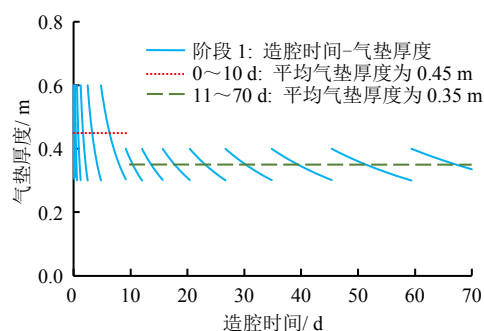
(c) 阶段 2 实际腔体形态

图 6 JTM 井建槽期设计及实际腔体形态
Fig.6 Design and actual cavern shapes of JTM well during groove construction period

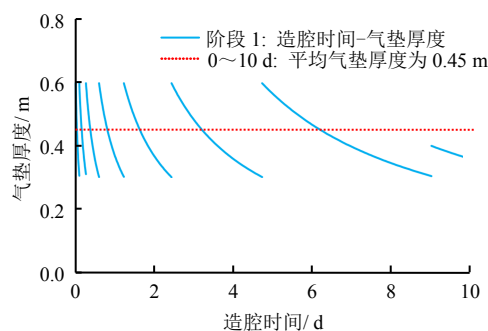
4.1.1 气垫厚度变化

阶段 1 (0~70 d): 当腔体半径 $R < 3$ m 时, 设定气垫厚度平均值 δ_0 为 0.45 m, 波动范围 (δ_m , δ_M) 为 0.3~0.6 m (该阶段气垫厚度变化快速, 故其波动范围设置较大)。即各个补气阶段待气垫厚度下降到 0.3 m 时实施补气, 待气垫厚度增加至 0.6 m 时则补气完毕。当腔体半径 $R > 3$ m 时, 此时气垫厚度波动趋缓, 设计气垫厚度及其波动范围分别为 0.35 m 和 0.3~0.4 m。利用前文理论计算了阶段 1 内气垫厚度随造腔时间的波动曲线, 如图 7 所示。从计算结果来看, 在 0~10 d 内, 需要补气 7

次, 补气间隔最短仅为 0.09 d (2.16 h)、最长仅为 4.36 d。随着造腔推进, 补气的的时间间隔越来越长, 说明气垫厚度波动趋于稳定。在 11~70 d 内, 需要补气 8 次, 时间间隔为 2.86~14.02 d。由此可见, 建槽初期气垫厚度波动非常快速, 补气时间间隔很短, 在现场需要借助可持续工作的注气设备进行补气, 而随着时间推移, 补气间隔越来越长。



(a) 阶段 1 全过程气垫厚度变化



(b) 0~9.17 d 内气垫厚度变化 (前 7 次补气)

图 7 阶段 1 (0~70 d) 内气垫厚度变化

Fig.7 Changes of gas blanket thickness at stage 1 (0-70 d)

4.1.2 注气量计算

随着造腔时间推移阶段 1 补气情况如表 2 和图 8 所示。可以看出, 对于前 7 次补气的掌握是非常关键的, 累计补气量与造腔时间之间近似为二次抛物线关系。而在大约 10 d 之后, 累计补气量与造腔时间呈线性关系, 即造腔 10 d 之后, 可以根据气垫厚度控制要求及现场情况确定补气时间。但整体的规律是, 一个造腔阶段内, 维持设定的气垫厚度波动范围, 各次补气量越来越大, 补气时间间隔越来越长, 而采取均匀补气时未必能够很好地维持气垫厚度的稳定。

以往的油垫法造腔中, 由于油水界面快速上升, 易在腔体底部形成一个尖锥形, 一方面导致腔体侧溶角过大、二是造成底部盐层资源浪费^[31]。因此, 采用气垫法造腔时, 建议在初期尽量多注气, 并确保气垫厚度较大、气-液界面稳定, 以尽可能减小侧溶角和利用底部盐层资源。

表 2 阶段 1 补气时间与补气量 (气体体积为标况体积, 下同)

Table 2 Gas replenishment time and amount at stage 1 (gas volume under standard conditions, the same below)

次数	补气时间 / d	补气物理体积 / m ³	补气标况体积 / m ³	累计补气体积 / m ³
1	0.00	0.07	9.04	9.04
2	0.09	0.14	17.31	26.35
3	0.27	0.26	32.93	59.28
4	0.60	0.53	67.79	127.07
5	1.24	1.06	134.85	261.92
6	2.47	2.13	270.40	532.32
7	4.81	4.24	538.34	1 070.66
8	9.17	2.69	341.10	1 411.76
9	12.03	3.72	471.83	1 883.59
10	15.67	4.84	614.70	2 498.29
11	20.43	6.43	816.51	3 314.80
12	26.71	8.64	1 097.82	4 412.62
13	34.82	11.39	1 446.16	5 858.78
14	45.37	15.08	1 915.62	7 774.40
15	59.39	20.42	2 593.49	10 367.89

注: 1~7 次, $\delta_0 = 0.45$ m, $\delta_M = 0.6$ m, $\delta_m = 0.3$ m; 8~15 次, $\delta_0 = 0.35$ m, $\delta_M = 0.4$ m, $\delta_m = 0.3$ m。

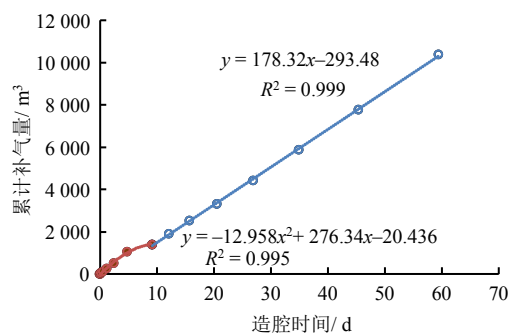


图 8 阶段 1 累计补气量与造腔时间关系

Fig.8 Relation of accumulated gas replenishment amount with cavern construction time at stage 1

4.2 阶段 2 气垫厚度与注气量分析

4.2.1 气垫厚度变化

JTM 井建槽期阶段 2 造腔情况如下: 纯溶时间 140 d, 注水排量 60 m³/h, 气-液界面位置 989 m, 造腔外管管口位置 994 m, 造腔内管管口位置 1 019 m, 累计形成腔体自由体积 26 044.8 m³、沉渣体积 1 227 m³。下文计算同样只考虑初始注氮到设定界面后的补氮量, 未计算初始时井筒内的注氮量。排量从 30 m³/h 提升到 60 m³/h 时作为阶段 1 和阶段 2 的划分点, 两个阶段紧密衔接, 故相关数据仍采用阶段 1 结束时的数据 (腔体直径 17.6 m, 气垫厚度 0.297 m)。

进入阶段 2 后, 腔体的直径从 17.6 m 扩大到 45.2 m。考虑到该盐层含有一定的不溶物, 且顶板的暴露面积更大, 腔内流场更加稳定, 因此建议该

阶段气垫的平均厚度减小至 0.3 m。同时为了减少补气作业次数,计算气垫厚度时设定的波动范围为 0.25~0.35 m。阶段 2 内气垫厚度变化情况如图 9 所示。整体变化趋势与阶段 1 的中后段十分相似,随着腔体顶板处尺寸不断扩展,气垫厚度逐渐减小,减小至厚度下限时进行补气,气垫厚度再次增加至最大值,且气垫厚度波动速率随时间增加不断减小,补气间隔亦越来越大。

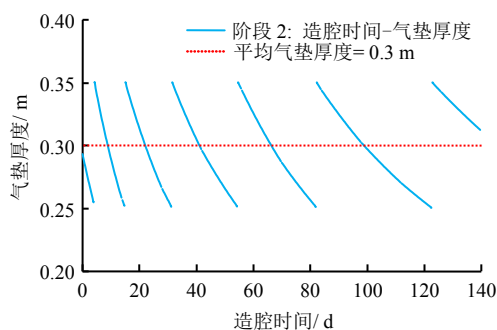


图9 阶段2内气垫厚度变化

Fig.9 Changes of gas blanket thickness at stage 2

4.2.2 注气量计算

随着造腔时间推移,阶段2补气情况如表3和图10所示。阶段2总共仅需补气6次,本阶段开始后的第4.55天进行第1次补气,然后到第123.3天

表3 阶段2补气时间与补气量

Table 3 Gas replenishment time and amount at stage 2

次数	补气时间 /d	补气物理体积 /m ³	补气标况体积 /m ³	累计补气体积 /m ³
1	4.55	27.33	3 566.99	3 566.99
2	15.40	38.91	5 077.34	8 644.33
3	31.85	54.55	7 119.10	15 763.43
4	54.95	75.75	9 886.03	25 649.45
5	82.60	88.21	11 511.58	37 161.04
6	123.30	123.95	16 175.89	53 336.93

注: $\delta_0 = 0.3$ m, $\delta_M = 0.35$ m, $\delta_m = 0.25$ m。

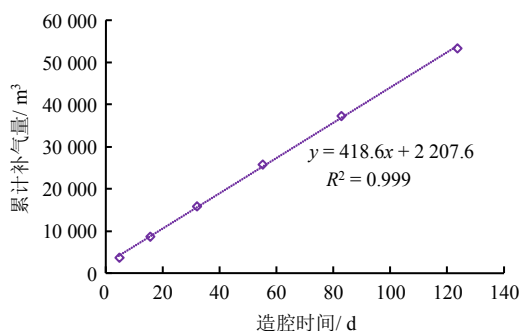


图10 阶段2累计补气量与造腔时间关系

Fig.10 Relation of accumulated gas replenishment amount with cavern construction time at stage 2

进行最后一次补气,平均 23.3 d 补气一次,每次平均补气 8 889.5 m³。阶段 2 最终累计补气 53 336.93 m³,到第 140 天时气垫厚度仍有 0.312 m。由于阶段 2 的腔体顶板尺寸较大,所以累计补气量也相对较大。该造腔阶段内,若要维持气垫厚度波动稳定,各次补气量越来越大,补气时间间隔越来越长。此外,累计补气量与造腔时间之间存在线性相关,在现场为了便于操作也可采取均匀注气,如可采取每 4 d 注气 1 次,单次注气 1 524 m³。

5 讨论与应用

5.1 气体压力变化

由于造腔过程中排量、循环模式、气-液界面位置等都会随着造腔推进而发生改变,进而导致井口气压、气-液界面处气垫压力和注气量变化。认识相关压力随造腔过程的变化,对于地面操作具有指导意义。以江苏某井(JTS-1)造腔数据为参考,计算了造腔过程中的井口气压、气-液界面处气垫压力、气垫体积等参数。JTS-1 井位于江苏金坛盐矿某区块,腔体所在地层段为 1 000~1 100 m,腔体高度 100 m,最大直径约 80 m。造腔分为 10 个阶段,其中第 1~2 阶段为建槽期,3~7 阶段为建腔期,8~10 阶段为收顶期。采用的三管柱尺寸与 3.2 节相同,建槽期及收顶期顶板被气垫全覆盖,气垫厚度为 0.3 m;建腔期气垫覆盖了顶板相应直径 40% 的范围。JTS-1 井详细信息及利用前文理论计算结果如表 4 所示。

由表 4 可知,建槽期由于需要控制上溶、促进侧溶,顶板必须被气垫完全覆盖,故氮气用量最大,第 2 阶段的注气量达到 67 461 m³。而建腔期由于气垫无需完全覆盖顶板,故氮气用量大大减少。需要说明的是,建腔期采用的是反循环,气垫的设计厚度要大于常规的油垫厚度,这将有助于扩大腔体横向尺寸,获得更大的腔体体积。而在收顶期,虽然气垫仍需完全覆盖顶板,但由于腔体直径快速减小,氮气用量亦随之减小。

将相关数据绘制如图 11 所示。可见,随着气-液界面位置从下往上变化,井口气压及气-液界面处气垫压力并非一直下降,而是先上升而后缓慢下降。这是因为造腔初期随着注水流量升高,造腔内管与外管的摩阻都大幅增加,因而需要提高井口气压以平衡更大的摩阻,进而导致气-液界面处气垫压力亦快速升高。而后井口气压和气-液界面处气垫压力均随气-液界面位置升高而降低,整个建腔期的压力下降大致呈线性。然而,当循环方式发生变化时,即

便此时排量相同,由于物质交换通道发生了变化,也会导致造腔内管和外管的摩阻相应发生了改变,因此井口和界面气压并非严格线性下降。

井口气压和界面气压的预测,是气垫造腔控制的重要环节。特别是随着造腔排量、循环方式、腔体形态和气-液界面位置的变化,相应气压的变化并非单一下降,大大增加了气垫造腔压力控制的难度。

气垫阻溶和油垫阻溶无本质区别,其关键就是井口气压控制,通过井口气压能够较准确地反映气-液界面位置。随着造腔推进,由于气垫厚度变薄,井口压力会出现小幅下降,而井口压力如果出现波动,也表明气-液界面位置不稳定。因此,建议采用高灵敏度的设备对井口气压进行全程监测,及时准确反馈气压变化。

表 4 JTS-1 井造腔过程中相关压力变化

Table 4 Relevant pressure changes during cavern construction of JTS-1 well

造腔 阶段	循环 方式	界面位置 / m	外管位置 / m	内管位置 / m	腔体直径 / m	注水流量 /(m ³ ·h ⁻¹)	外管摩阻 / MPa	内管摩阻 / MPa	界面气压 / MPa	气垫直径 / m	气垫体积 / m ³	井口气压 / MPa
1	正	1 080	1 090	1 100	20	30	0.265	0.143	13.466	20	12 685	11.82
2	正	1 075	1 085	1 100	45	60	1.004	0.548	14.146	45	67 461	12.42
3	反	1 070	1 080	1 100	60	80	1.459	1.156	14.239	24	19 315	12.51
4	反	1 060	1 070	1 100	80	80	1.446	1.156	14.122	32	34 054	12.42
5	反	1 050	1 060	1 090	80	80	1.432	1.145	13.993	32	33 745	12.32
6	反	1 040	1 050	1 080	80	80	1.419	1.135	13.865	32	33 436	12.23
7	反	1 030	1 040	1 070	80	80	1.405	1.124	13.737	30	29 116	12.13
8	反	1 020	1 030	1 060	50	80	1.392	1.114	13.609	30	28 844	12.03
9	正	1 010	1 020	1 050	25	60	0.944	0.523	13.322	25	19 608	11.79
10	正	1 000	1 010	1 040	5	60	0.935	0.518	13.195	5	777	11.69

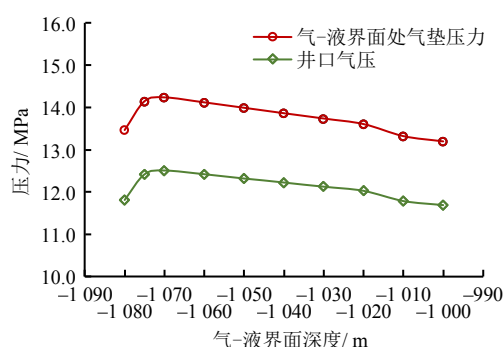


图 11 井口及界面气压随气-液界面深度变化

Fig.11 Variations of gas pressure at the wellhead and interface with depth of gas-liquid interface

5.2 氮气处理及相关效益

从表 4 可以看出, JTS-1 井造腔过程中各阶段用气量均较大。此外, 从一个阶段到下一个阶段, 需要放出腔体顶部的氮气, 进入新的造腔阶段后, 则需要逐步注入氮气, 造腔全程就是不断注气—退气—注气并最终退气的过程。JTS-1 井腔体体积约为 27.54 万 m³, 预计累计注氮量为 27.9 万 m³, 气垫阻溶氮气消耗量约为 1 m³/m³。该值比德国某盐穴建造过程中消耗的氮气的量 (0.54 m³/m³) 要高出很多^[46]。主要由于我国盐岩多含杂质, 顶板溶蚀面凹凸不平, 本文在建槽期和收顶期气垫厚度设置较大, 且建腔期顶板被气垫覆盖面积也较大。鉴于国内气

垫阻溶造腔处于起步阶段, 还未形成与含杂质层状盐岩地层相匹配的气垫造腔工艺, 因而气垫设计相对保守是必要的。

JTS-1 井最终退出的氮气的量为 27.9 万 m³, 折合液氮质量 34.88 万 kg, 按液氮价格 1.0~1.5 元/kg 计算, 则氮气成本为 34.88~52.32 万元, 现场氮气注入井下按 0.5 元/m³ 计算, 则注氮成本为 13.95 万元, 两项合计 48.83~66.27 万元。若现场同时建造多个盐腔, 则相应成本将大幅增加。因此, 在必要时可采取退氮收集措施并重复利用地面注气装置, 做到资源循环利用以节约造腔成本。

相同造腔条件下约消耗柴油 80 t, 按照 6 800 元/t 购买成本和 500 元/t 的注油成本, 两项合计 58.4 万元。由此可见, 常规造腔条件下气垫和油垫在施工成本上相当, 而在畸形腔体修复方面, 气垫造腔的直接经济效益更为显著。当然, 采用气垫阻溶造腔, 其间接效益要远远大于直接效益。首先, 气垫阻溶可以获得大量精卤, 如 JTS-1 井可获得约 191 万 m³ 精卤, 按照精卤售价比含油卤水多 5 元/m³ 计算, 仅此一项便可增加利润 955 万元。其次, 气垫阻溶对腔体形态控制效果更好, 有助于提高腔体稳定性和可储体积。最后, 气垫阻溶造腔完全排除了油垫使用所导致的卤水污染和环境风险, 对于绿色矿山建设是最为关键的技术进步。

5.3 气-液界面监测

前文的理论推导基本建立在理想的状态下,但现场因夹层、杂质等井下复杂情况的存在,理论往往难以完全反映气垫阻溶的情况,气-液界面位置和氣垫厚度比预想的更加多变复杂,加强氣-液界面的监测非常重要。根据王建夫等^[30]的成果,目前氣-液界面位置的监测主要包括光纤氣-液界面监测和中子测井技术。

5.3.1 光纤氣-液界面监测控制系统

新型光纤式介质界面连续监测仪主要包括复合铠装光缆(包括感温光纤单元和加热单元,简称光缆)、分布温度解调仪、监测控制器、加热控制器(见图12),可实现氣-水界面的连续测量,测量精度为0.5~1.0 m,可满足盐穴造腔要求。氮气阻溶造腔时可采用该系统进行日常界面监测,能够实时、直观地监测氣-液界面深度。

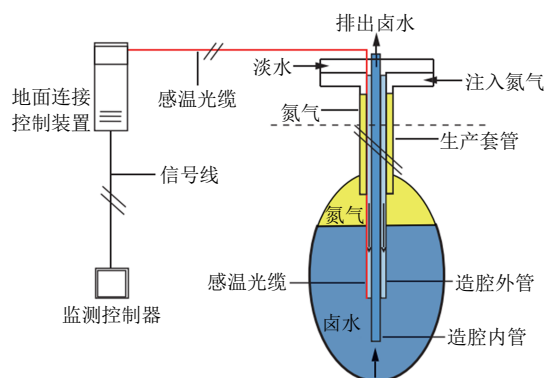


图12 气-液界面光纤监测原理图

Fig.12 Schematic diagram of optical fiber monitoring for gas-liquid interface

5.3.2 中子测井氣-液界面监测技术

中子测井是比较常用的界面监测技术,由于氮气与卤水的热中子宏观俘获界面值相差很大,使得中子测井能够准确分辨出这两种物质的界面,可靠性和稳定性都很高。其缺点是单次测井昂贵,不能实时监测,所以只是在首次注氮时或每隔一段时间对光纤测量结果进行验证时使用。

综合考虑监测精度与造腔成本,建议现场采用光纤实时监测,定期通过中子测井进行校核的方式监测氣-液界面位置。当然,氣-液界面位置控制是氣垫阻溶的关键,需要结合氣垫设计、氣垫厚度预测、氣垫增补调控、井口气压控制和氣-液界面现场监测等手段综合确定氣-液界面的实时位置信息。

6 结论与展望

氮气阻溶造腔是一种清洁高效的造腔技术,能

够很好地控制上溶并获取精卤,特别是对于含杂质盐层及畸形腔体修复等都有望取得理想的效果。本文以单井氣垫阻溶造腔为研究对象,对其工艺进行了相关的理论分析和探讨,主要得出以下认识:

(1) 剖析了单井造腔过程中不同造腔阶段氮气阻溶控制特点。建槽期及收顶期以氣垫厚度控制为主,建腔期和修复阶段则以氣-液界面位置控制为主,通过理论设计与现场氣-液界面监测同步对氣垫厚度及氣-液界面位置进行调控。

(2) 基于氣垫阻溶造腔特点,建立了正反循环造腔工艺下氣垫阻溶压力控制理论体系,给出了井口气压、氣-液界面处氣垫压力、管道摩阻等关键参数的计算方法。

(3) 提出了阶段造腔下随造腔推进氣垫厚度的预测方法以及氮气补注量的计算方法,给出了不同阶段建议氣垫厚度及其波动范围,结合工程实例阐释了氣垫厚度及注氣量的变化规律。建槽期初期氣垫厚度变化较快,应设置较大的氣垫厚度并及时补气,腔体顶板具有一定尺寸后氣垫厚度波动趋于稳定,补气时间间隔越来越长,可适当减小氣垫厚度。随着造腔推进单次补气量逐渐增大,累计补气量与造腔时间整体近似呈线性关系。

(4) 对氣垫阻溶造腔过程中关键压力参数变化、氮气处理及相关效益、氣-液界面监测方法进行了探讨。造腔过程中井口气压及氣-液界面处氣垫压力先增加后线性减小,因其影响因素较多且变化频繁,故应加强井口气压监测。氣垫阻溶造腔注氣一退氣一注氣反复循环,氮气用量及退出量较大,建议重复利用退出氮气及地面井口注氣装置以节约造腔成本。

(5) 氣垫阻溶与油垫阻溶施工成本相近,但氣垫阻溶可获取大量精卤并具有显著的环境效益,有助于推动我国盐矿资源利用和绿色矿山建设。在开展理论设计的基础上应加强现场氣-液界面位置监测,可采取光纤监测和中子测井相结合的方式,并结合相关参数变化辅助判断界面位置信息。

综合而言,氮气阻溶是一种清洁高效的造腔技术,也必然是未来盐穴造腔的主流技术。但氮气阻溶造腔在我国刚刚兴起,基本没有相应的工程案例。本文只是初步建立了相应的理论框架,其应用推广及有关问题的发掘,还有待通过工程实践加以检验完善,笔者将积极推动相关工作的开展。同时,鉴于国内已有一些造腔模拟软件,笔者将着手编入氣垫阻溶造腔理论,以期对氮气阻溶的先导设计提供依据。

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.
YANG Chun-he, WANG Tong-tao. Advance in deep underground energy storage[J]. **Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering**, 2022, 41(9): 1729-1759.
- [2] 康燕飞, 陈结, 姜德义, 等. 盐岩损伤自愈合特性研究综述[J]. 岩土力学, 2019, 40(1): 55-69.
KANG Yan-fei, CHEN Jie, JIANG De-yi, et al. Summary on damage self-healing property of rock salt[J]. **Rock and Soil Mechanics**, 2019, 40(1): 55-69.
- [3] PAJONPAI N, BISSEN R, PUMJAN S, et al. Shape design and safety evaluation of salt caverns for CO₂ storage in northeast Thailand[J]. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, 2022, 120: 103773.
- [4] FIRME P, ROEHL D, ROMANEL C. Salt caverns history and geomechanics towards future natural gas strategic storage in Brazil[J]. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2019, 72: 103006.
- [5] ZHANG Zhi-xin, LIU Wei, GUO Qiang, et al. Tightness evaluation and countermeasures for hydrogen storage salt cavern contains various lithological interlayers[J]. **Journal of Energy Storage**, 2022, 50: 104454.
- [6] 刘红樱, 姜月华, 杨国强, 等. 长江经济带岩盐矿特征与盐穴储库适宜性评价[J]. 中国地质调查, 2019, 6(5): 89-98.
LIU Hong-ying, JIANG Yue-hua, YANG Guo-qiang, et al. Characteristics of rock salt mines and suitability evaluation of salt cave storages in Yangtze River Economic Zone[J]. **Geological Survey of China**, 2019, 6(5): 89-98.
- [7] 王丹玲, 单保东, 王文权, 等. 盐穴地下储气库腔体稳定性监测体系的建立[J]. 天然气工业, 2022, 42(增刊1): 139-145.
WANG Dan-ling, SHAN Bao-dong, WANG Wen-quan, et al. Establishment of cavern stability monitoring system for underground salt cavern gas storage[J]. **Natural Gas Industry**, 2022, 42(Suppl.1): 139-145.
- [8] 天工. 中国首座盐穴储气库累计采气量突破24亿立方米[J]. 天然气工业, 2019, 39(4): 124.
TIAN Gong. The cumulative gas production of the first salt cavern gas storage in China exceeded 2.4 billion[J]. **Natural Gas Industry**, 2019, 39(4): 124.
- [9] 吴纯新, 雷丽, 黄红霞. 江汉盐穴储气库首口储气井投产注气[N]. 科技日报, 2022-06-09.
WU Chun-xin, LEI Li, HUANG Hong-xia. The first gas storage well of Jianghan salt cavern gas storage put into operation for gas injection[N]. **Science and Technology Daily**, 2022-06-09.
- [10] 孙晖, 马华兴. 国内盐穴储气库发展现状初探[J]. 中国盐业, 2021(19): 23-28.
SUN Hui, MA Hua-xing. Preliminary study on the development status of salt cavern gas storage in China[J]. **China Salt Industry**, 2021(19): 23-28.
- [11] 张晔, 徐多. 地下盐穴变身大型“充电宝”[N]. 科技日报, 2022-06-06.
ZHANG Ye, XU Duo. Underground salt cavern turns into “large charging treasures”[N]. **Science and Technology Daily**, 2022-06-06.
- [12] 韩月. 盐穴压气蓄能围岩短期破坏及长期疲劳变形研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2021.
HAN Yue. Research on short-term failure and long-term fatigue deformation of surrounding rocks in salt cavern for compressed air energy storage (CAES)[D]. Chongqing: Chongqing University, 2021.
- [13] 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(3): 800-812.
ZHANG Gui-min, WANG Zhen-shuo, LIU Yu-xuan, 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(3): 800-812.
- [14] 杨春和, 马洪岭, 刘建锋. 循环加、卸载下盐岩变形特性试验研究[J]. 岩土力学, 2009, 30(12): 3562-3568.
YANG Chun-he, MA Hong-ling, LIU Jian-feng. Study of deformation of rock salt under cycling loading and unloading[J]. **Rock and Soil Mechanics**, 2009, 30(12): 3562-3568.
- [15] 姜德义, 范金洋, 陈结, 等. 盐岩在围压卸荷作用下的扩容特征研究[J]. 岩土力学, 2013, 34(7): 1881-1886.
JIANG De-yi, FAN Jin-yang, CHEN Jie, et al. Study of dilatancy characteristics of salt rock under unloading action of confining pressure[J]. **Rock and Soil Mechanics**, 2013, 34(7): 1881-1886.
- [16] 刘建锋, 裴建良, 张茹, 等. 基于多级荷载试验的岩石损伤模量探讨[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(增刊1): 3145-3151.
LIU Jian-feng, PEI Jian-liang, ZHANG Ru, et al. Discussion on damage modulus for rock based on

- multi-level load test[J]. **Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering**, 2012, 31(Suppl.1): 3145-3151.
- [17] WANG Tong-tao, YANG Chun-he, MA Hong-ling, et al. Safety evaluation of gas storage caverns located close to a tectonic fault[J]. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2015, 23: 281-293.
- [18] MA Hong-ling, YANG Chun-he, LI Yin-ping, et al. Stability evaluation of the underground gas storage in rock salts based on new partitions of the surrounding rock[J]. **Environmental Earth Sciences**, 2015, 73(11): 6911-6925.
- [19] SHI Xi-lin, LIU Wei, CHEN Jie, et al. Softening model for failure analysis of insoluble interlayers during salt cavern leaching for natural gas storage[J]. **Acta Geotechnica**, 2018, 13(4): 801-816.
- [20] LIU Wei, CHEN Jie, JIANG De-yi, et al. Tightness and suitability evaluation of abandoned salt caverns served as hydrocarbon energies storage under adverse geological conditions(AGC)[J]. **Applied Energy**, 2016, 178: 703-720.
- [21] 葛鑫博, 李银平, 李金龙, 等. 盐穴储库水溶造腔夹层垮塌块体下落性态及应用[J]. **岩石力学与工程学报**, 2023, 42(4): 918-929.
- GE Xin-bo, LI Yin-ping, LI Jin-long, et al. Falling behavior and application of interlayer-collapse-formed blocks during solution mining in salt cavern storages[J]. **Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering**, 2023, 42(4): 918-929.
- [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.
- WANG Jian-fu, BA Jin-hong, WANG Wen-quan. 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] 李银平, 葛鑫博, 王兵武, 等. 盐穴地下储气库水溶造腔管柱的动力稳定性试验研究[J]. **天然气工业**, 2016, 36(7): 81-87.
- LI Yin-ping, GE Xin-bo, WANG Bing-wu, et al. Dynamic stability tests on tubing string for solution mining of a salt cavern UGS[J]. **Natural Gas Industry**, 2016, 36(7): 81-87.
- [24] 沈洵, 徐素国. 盐岩溶解的溶液浓度与试件倾角效应试验研究[J]. **太原理工大学学报**, 2015, 46(4): 410-413.
- SHEN Xun, XU Su-guo. Experimental study on concentration and angle effect of rock salt dissolution[J]. **Journal of Taiyuan University of Technology**, 2015, 46(4): 410-413.
- [25] 陈结, 姜德义, 刘伟, 等. 盐矿水溶造腔及溶腔综合利用研究进展[J]. **中国科学基金**, 2021, 35(6): 911-916.
- CHEN Jie, JIANG De-yi, LIU Wei, et al. Research progress of solution mining and comprehensive utilization of salt cavern[J]. **Science Foundation in China**, 2021, 35(6): 911-916.
- [26] 王元刚, 周冬林, 邓琳, 等. 盐穴储气库水溶造腔工艺优化研究与现场应用[J]. **西南石油大学学报(自然科学版)**, 2018, 40(5): 147-153.
- WANG Yuan-gang, ZHOU Dong-lin, DENG Lin, et al. Study on improving the solution-mining processes of salt-cavern gas storage and field application of the improved process technology[J]. **Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)**, 2018, 40(5): 147-153.
- [27] 李银平, 施锡林, 杨春和, 等. 深部盐矿油气储库水溶造腔控制的几个关键问题[J]. **岩石力学与工程学报**, 2012, 31(9): 1785-1796.
- LI Yin-ping, SHI Xi-lin, YANG Chun-he, et al. Several key problems about control of solution mining for oil/gas storage in deep salt mine[J]. **Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering**, 2012, 31(9): 1785-1796.
- [28] 戴鑫, 唐礼骅, 张格, 等. 浅析油垫法在水平连通井组中的应用[J]. **中国井矿盐**, 2018, 49(6): 17-19.
- DAI Xin, TANG Li-hua, ZHANG Ge, et al. Brief analysis on the application of oil underplay technology in the horizontal connected well groups[J]. **China Well and Rock Salt**, 2018, 49(6): 17-19.
- [29] LI De-peng, FAN Jin-yang, JIANG De-yi, et al. Oil-water separation device based on super-hydrophobic material with multi-scale surface structure[J]. **Surface Topography-Metrology and Properties**, 2020, 8(2): 025006.
- [30] 王建夫, 安国印, 王文权, 等. 盐穴储气库氮气阻溶造腔工艺技术及现场试验[J]. **油气储运**, 2021, 40(7): 802-808.
- WANG Jian-fu, AN Guo-yin, WANG Wen-quan, et al. Solution-mining-under-nitrogen technology for salt-cavern gas storage and field test[J]. **Oil & Gas Storage and Transportation**, 2021, 40(7): 802-808.
- [31] LI De-peng, LIU Wei, LI Xiao-shuang, et al. Physical

- simulation and feasibility evaluation for construction of salt cavern energy storage with recycled light brine under gas blanket[J]. **Journal of Energy Storage**, 2022, 55: 105643.
- [32] WANG Jian-fu, AN Guo-yin, SHAN Bao-dong, et al. Parameter optimization of solution mining under nitrogen for the construction of a gas storage salt cavern[J]. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2021, 91: 103954.
- [33] 刘继芹, 焦雨佳, 李建君, 等. 盐穴储气库回溶造腔技术研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(5): 122-128.
- LIU Ji-qin, JIAO Yu-jia, LI Jian-jun, et al. Back-leaching technology in the construction of underground salt cavern gas storage[J]. **Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)**, 2016, 38(5): 122-128.
- [34] LI Jin-long, SHI Xi-lin, YANG Chun-he, et al. Repair of irregularly shaped salt cavern gas storage by re-leaching under gas blanket[J]. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2017, 45: 848-859.
- [35] JIANG De-yi, LI Zheng-yi, LIU Wei, et al. Construction simulating and controlling of the two-well-vertical(TWV) salt caverns with gas blanket[J]. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2021, 96: 104291.
- [36] JIANG De-yi, WANG Yi-fan, LIU Wei, et al. Construction simulation of large-spacing-two-well salt cavern with gas blanket and stability evaluation of cavern for gas storage[J]. **Journal of Energy Storage**, 2022, 48: 103932.
- [37] 完颜祺琪, 丁国生, 赵岩, 等. 盐穴型地下储气库建库评价关键技术及其应用[J]. 天然气工业, 2018, 38(5): 111-117.
- WANYAN Qi-qi, DING Guo-sheng, ZHAO Yan, et al. Key technologies for salt-cavern underground gas storage construction and evaluation and their application[J]. **Natural Gas Industry**, 2018, 38(5): 111-117.
- [38] ZHANG Xiong, LIU Wei, JIANG De-yi, et al. Investigation on the influences of interlayer contents on stability and usability of energy storage caverns in bedded rock salt[J]. **Energy**, 2021, 231: 120968.
- [39] XUE Tian-fu, YANG Chun-he, SHI Xi-lin, et al. The formation mechanism of irregular salt caverns during solution mining for natural gas storage[J]. **Energy Sources Part A-Recovery Utilization and Environmental Effects**, 2020(340): 1-17.
- [40] 董建辉, 袁光杰, 申瑞臣, 等. 盐穴储气库腔体形态控制新方法[J]. 油气储运, 2009, 28(12): 35-37, 79, 3.
- DONG Jian-hui, YUAN Guang-jie, SHEN Rui-chen, et al. A new method of cavern shape control for salt cavern gas storage[J]. **Oil & Gas Storage and Transportation**, 2009, 28(12): 35-37, 79, 3.
- [41] 于鹏亮, 刘婷, 彭良海. 一种氮气阻溶型盐穴地下储气库气-液界面的计算方法[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(17): 159-160.
- YU Peng-liang, LIU Ting, PENG Liang-hai. A calculation method for the position of gas-liquid interface of nitrogen solution inhibition type salt cavern underground gas storage[J]. **China Petroleum and Chemical Standard and Quality**, 2019, 39(17): 159-160.
- [42] 何俊, 井岗, 陈加松, 等. 盐穴储气库天然气阻溶恒压运行技术[J]. 油气储运, 2020, 39(11): 1298-1303.
- HE Jun, JING Gang, CHEN Jia-song, et al. Constant-pressure operation technology for salt cavern gas storage through solution mining under gas[J]. **Oil & Gas Storage and Transportation**, 2020, 39(11): 1298-1303.
- [43] 施锡林, 李银平, 杨春和, 等. 盐穴储气库水溶造腔夹层垮塌力学机制研究[J]. 岩土力学, 2009, 30(12): 3615-3620, 3626.
- SHI Xi-lin, LI Yin-ping, YANG Chun-he, et al. Research on mechanical mechanism of interlayer collapse in solution mining for salt cavern gas storage[J]. **Rock and Soil Mechanics**, 2009, 30(12): 3615-3620, 3626.
- [44] WANG Tong-tao, DING Shuang-long, WANG Hui-meng, et al. Mathematic modelling of the debrining for a salt cavern gas storage[J]. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2018, 50: 205-214.
- [45] 晋宏营. 重力场中混合理想气体分子按高度分布的研究[J]. 大学物理, 2013, 32(5): 3-8.
- JIN Hong-ying. Study of distribution of mixed ideal gas molecules along height in the gravitational field[J]. **College Physics**, 2013, 32(5): 3-8.
- [46] 崔康. 地下盐穴储气库溶腔施工过程中的腔顶氮气保护技术[J]. 中国井矿盐, 2016, 47(5): 15-16, 23.
- CUI Kang. Roof with nitrogen protection technology of underground gas storage during the construction of cavern dissolution[J]. **China Well and Rock Salt**, 2016, 47(5): 15-16, 23.