



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2023.12.04.02

文章编号: 1674-5086(2025)03-0048-17

中图分类号: TE822

文献标志码: A

四川盆地地下采卤型盐腔空气储能封闭性评价

毛川^{1,2}, 刘丽^{1,3*}, 赵晓明^{1,3}, 王鹏², 周瑞琦⁴1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500; 2. 四川省非金属(盐业)地质调查研究所, 四川 自贡 643000;
3. 天然气地质四川省重点实验室, 四川 成都 610500; 4. 四川省能源地质调查研究所, 四川 成都 610000

摘要: 中国在数千年采盐历史过程中形成了大量采卤型盐腔, 与地下盐腔储气库相比, 采卤型盐腔具有地质条件复杂、腔体形态极不规则、密闭性及稳定性差等特点。为了研究采卤型盐腔的封闭性能, 以薄层不规则采卤型盐腔为研究对象, 基于地质、测井和各种室内岩芯实验结果, 建立了四川盆地Y盐腔三维精细地质模型和井筒三维动态地质力学模型, 并对固井界面微环空和裂缝扩展进行了数值模拟。结果表明: 1) 在明确模型渗透率及压力分布的基础上, 模拟显示四川盆地Y盐腔具有良好的封闭性; 2) 循环荷载作用下的疲劳损伤和塑性应变会局部集中, 主要集中在水泥环与套管的界面处; 3) 适当降低水泥环弹性模量和纤维含量, 会增强井筒处的封闭能力; 4) 在评价盐腔封闭能力时, 围岩渗透率是主要因素。盐腔储气库建设过程中, 应根据区域内岩石封闭能力的强弱, 合理预留一部分盐岩顶板厚度, 保障腔体密闭性。

关键词: 四川盆地; 采卤型盐腔; 密闭性; 三维地质模型; 数值模拟

Sealing Evaluation of Air Energy Storage in Underground Brine Mining Salt Cavities in Sichuan Basin

MAO Chuan^{1,2}, LIU Li^{1,3*}, ZHAO Xiaoming^{1,3}, WANG Peng², ZHOU Ruiqi⁴1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China
2. Sichuan Provincial Institute of Non-metallic (Salt) Geological Survey, Zigong, Sichuan 643000, China
3. Sichuan Key Laboratory of Natural Gas Geology, Chengdu, Sichuan 610500, China
4. Sichuan Institute of Energy Geological Survey, Chengdu, Sichuan 610000, China

Abstract: During thousands of years of salt mining in China, a large number of brine-mining salt cavities have been formed. Compared with underground salt cavity gas storage reservoirs, brine-mining salt cavities are characterised by complex geological conditions, extremely irregular cavity morphology, and poor confinement and stability, etc. In order to study the sealing performance of brine-mining salt cavities, this paper with the thin irregular brine mining salt cavity as the research object based on the results of geological, logging and laboratory core tests, a three-dimensional fine geological model and a three-dimensional dynamic geomechanical model of the Y Salt Cavity and wellbore in the Sichuan Basin were established, and numerical simulations of the micro-annularity and fracture extension at the cementing interface were carried out. The results show that: 1) on the basis of clarifying the model permeability and pressure distribution, the simulation results show that the Y Salt Cavity in Sichuan Basin has good closure; 2) the fatigue damage and plastic strain under cyclic loading will be concentrated locally, mainly at the interface between the cement ring and the casing; 3) appropriately lowering the modulus of elasticity of the cement ring and the content of the fibre will enhance the closure ability at the wellbore; 4) when evaluating the closure ability of the salt cavity, the surrounding rock permeability is the main factor. During the construction of the salt cavity gas storage reservoir, a part of the thickness of the top plate of salt rock should be reasonably reserved according to the strength of the closure ability of the rocks in the region to guarantee the cavity tightness.

Keywords: Sichuan Basin; brine-mining salt cavity; confinement; three-dimensional geological model; numerical simulation

网络出版地址: <http://link.cnki.net/urlid/51.1718.TE.20241120.1434.002>

毛川, 刘丽, 赵晓明, 等. 四川盆地地下采卤型盐腔空气储能封闭性评价[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(3): 48-64.

MAO Chuan, LIU Li, ZHAO Xiaoming, et al. Sealing Evaluation of Air Energy Storage in Underground Brine Mining Salt Cavities in Sichuan Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2025, 47(3): 48-64.

* 收稿日期: 2023-12-04 网络出版时间: 2024-11-21

通信作者: 刘丽, E-mail: liulswpu@163.com

基金项目: 四川省科技计划重点研发项目(2022YFS0447); 四川省地质调查研究院科研项目(SCIGS-CZDXM-2024019); 四川大学自贡市校地科技合作项目(2022CD-ZG-8)

引言

盐腔是一种潜力巨大的地下存储空间,被国际上评价为原油、天然气、氢气、压缩空气储存以及工业废弃物处置的候选设施^[1]。岩盐作为中国储量巨大且开采历史悠久的原盐资源,其开采后形成了数量可观、埋深在数十米至四千米采卤型盐腔。这些盐腔综合利用率不到0.5%,仅有极少数用于储存工业废渣和天然气。如不有效处置,不仅存在地面沉陷、卤水及伴生气泄漏的地质灾害风险,而且还造成资源的浪费。因此,开展盐腔压缩空气储能研究,对提高盐矿山资源利用率、提升行业转型升级,具有重要意义。

在盐腔储气库建设研究中,盐腔的稳定性和密封性等与空腔施工和运行相关的关键问题一直是国际上研究的热点^[2-4]。对于地下储层,由于盐岩具有低渗透率、良好的流变性和水溶性^[5-6],盐腔通常被认为是近乎密闭的。但在世界范围内,储气盐穴井筒破坏和环空压力事故频频发生,甚至导致储气泄漏事故^[7],井筒破坏事故频发,威胁着地下储气库的安全。通常设置内压下限以满足洞室稳定条件,而忽略井筒破坏对气密性的威胁^[7-9]。当压力发生波动时,水泥环交替收缩和膨胀,造成差异变形和潜在破坏^[10]。由于这些原因,井眼的胶结部分往往比岩层更脆弱,由此产生的微环隙和径向裂缝可使天然气穿透黏界面^[11-13],为天然气的轴向运移提供

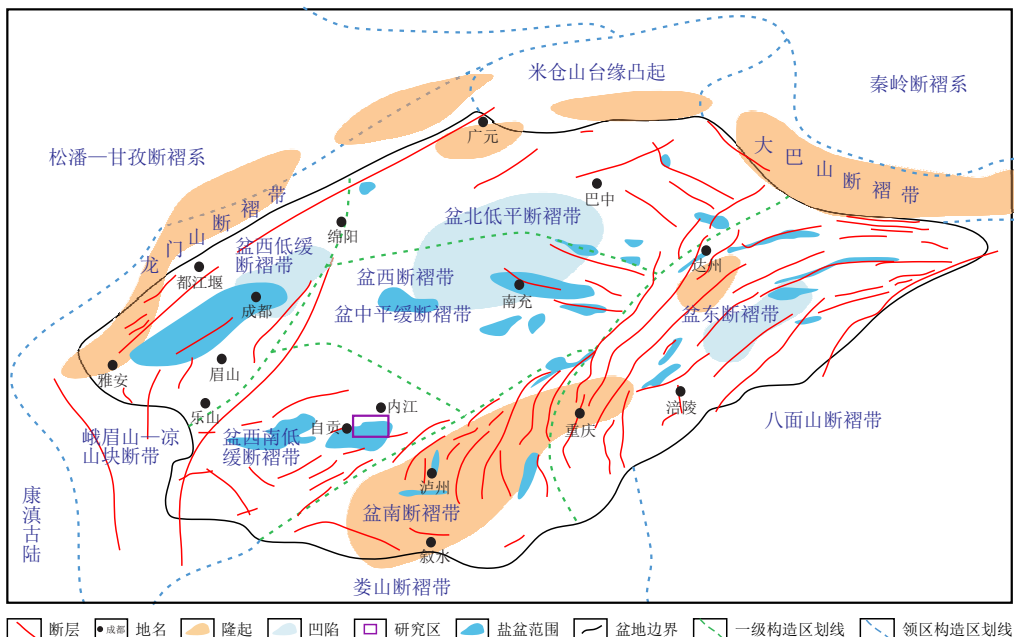
通道,造成泄漏事故。一旦上覆盐层的井筒完整性低于安全阈值,盐腔的气密性将被破坏。因此,在盐腔储气库建设中,必须进行井筒密闭性测试,以验证井筒的可用性。注采过程中井筒完整性监测难以同时进行,运行状态下井筒完整性演化规律不明确,成为地下储能的安全隐患。

地下采卤型盐腔密闭性评价包含一定压力下盐穴腔体、已固套管井筒对气体的封闭能力。为了确保储气库安全运行^[14],必须设置合理的储气库运行压力区间。值得注意的是,Y盐腔储气库具有高速往复注采地应力场交替变化的特点。

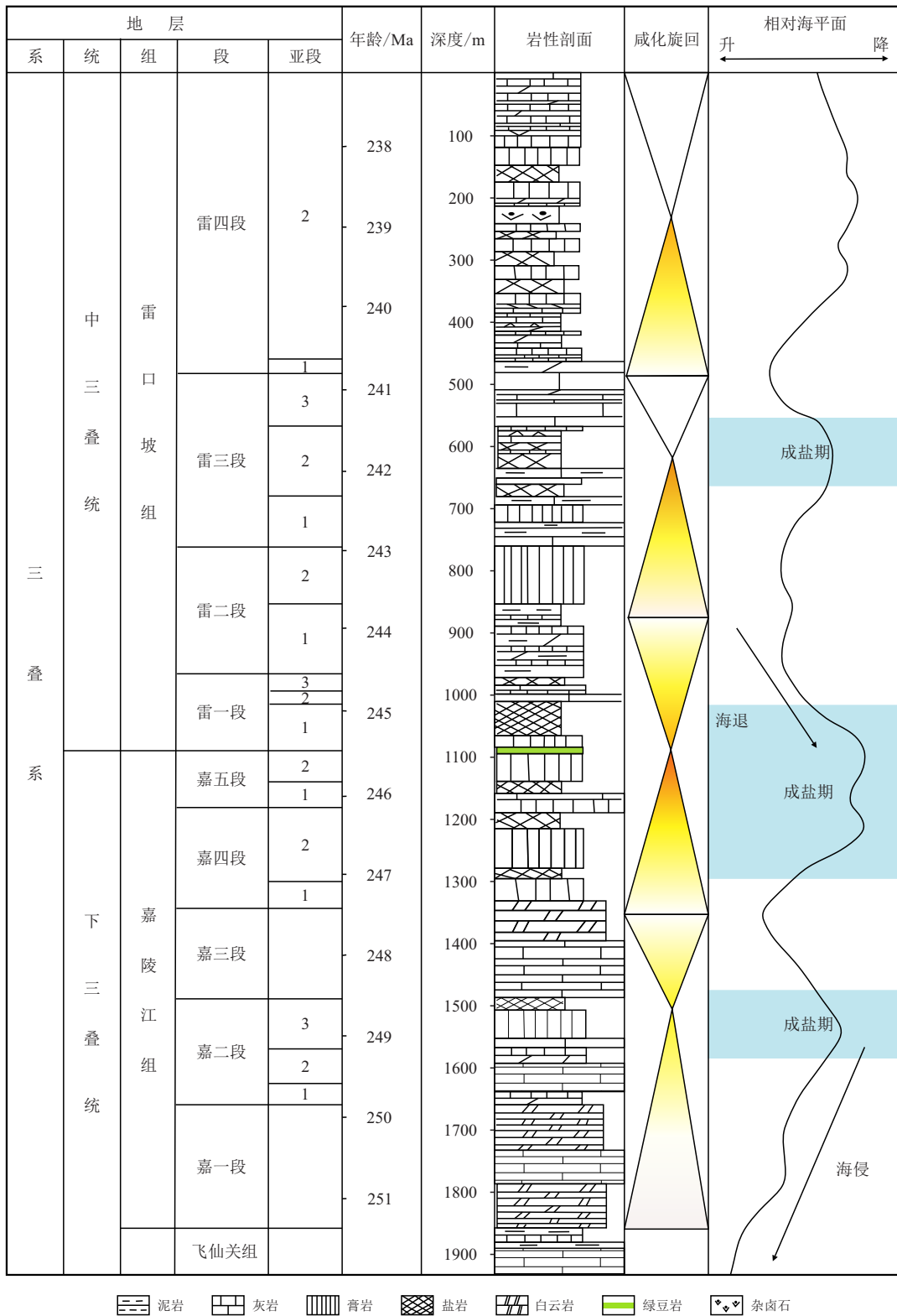
基于此,本文利用地质、测井及室内岩芯测试资料,建立了Y盐腔区域三维地质模型,在此基础上,结合岩石物性和力学参数、地应力测试,建立了Y盐腔渗透率模型和井筒三维动态地质力学模型。在确定盐岩渗透率低、盐腔腔体密闭性能优于井筒的条件下,数值模拟评估了Y盐腔在当前设计运行压力范围内的井筒漏失风险。

1 研究区概况

四川盆地是在上扬子克拉通基础上经历多期次构造演化发展而成的大型叠合盆地,面积约 $19 \times 10^4 \text{ km}^2$,西有龙门山断褶带与松潘—甘孜断褶系,北靠大巴山断褶带与秦岭断褶带,东南有八面山断褶带,南靠娄山断褶带^[15](图1a)。



a 四川盆地三叠系含盐构造平面图



b 四川盆地三叠系地层综合柱状图

图 1 四川盆地三叠系区域地质概况^[15]

Fig. 1 Overview of the Triassic regional geology in the Sichuan Basin

早一中三叠世,太平洋板块的碰撞挤压使盆地发生海退,以局限蒸发台地相为主(图 2,图 3),沉积

碳酸盐岩(白云岩、膏质白云岩及灰岩)和蒸发岩(膏岩、盐岩),表现为海相克拉通盆地沉积^[16]。中一晚

三叠世, 印支运动使盆地发生广泛构造抬升, 海水逐渐退却, 泸州—开江古隆起形成, 导致盆地内层暴露地表遭受风化剥蚀, 以海相克拉通盆地为主的盆地演化结束, 进入陆相沉积演化阶段。早—中三叠世嘉陵江组与上覆雷口坡组呈整合接触, 以“绿豆岩”作为界面的识别特征(图 1b)。嘉陵江组及雷口坡组沉积以碳酸盐岩和蒸发岩为主。盐盆广泛发育, 卤水资源丰富^[17], 盐盆主要分布在川西低缓断褶带、川中平缓断褶带和川东断褶带(图 1)。

震旦纪以来, 四川盆地具有长期的海相沉积发

育历史。震旦系—中三叠统均为海相沉积, 厚度达 4 000~7 000 m。中三叠世, 伴随着印支运动的发生, 盆地格局发生变化, 形成大量古陆及水下古隆起, 碳酸盐岩台地整体抬升, 水体变浅、盐度增高。受区域构造升降的影响, 同时, 由于干旱与潮湿气候交替出现, 盆地沉积环境为局限—蒸发台地, 封闭条件较好^[18]。嘉陵江期, 四川盆地为半封闭状态的内海盆地, 海水东深西浅, 以碳酸盐岩和蒸发岩为主(图 2, 图 3)。泸州—开江古隆起的形成使雷口坡期海水西深东浅, 且雷口坡组上部地层被剥蚀。

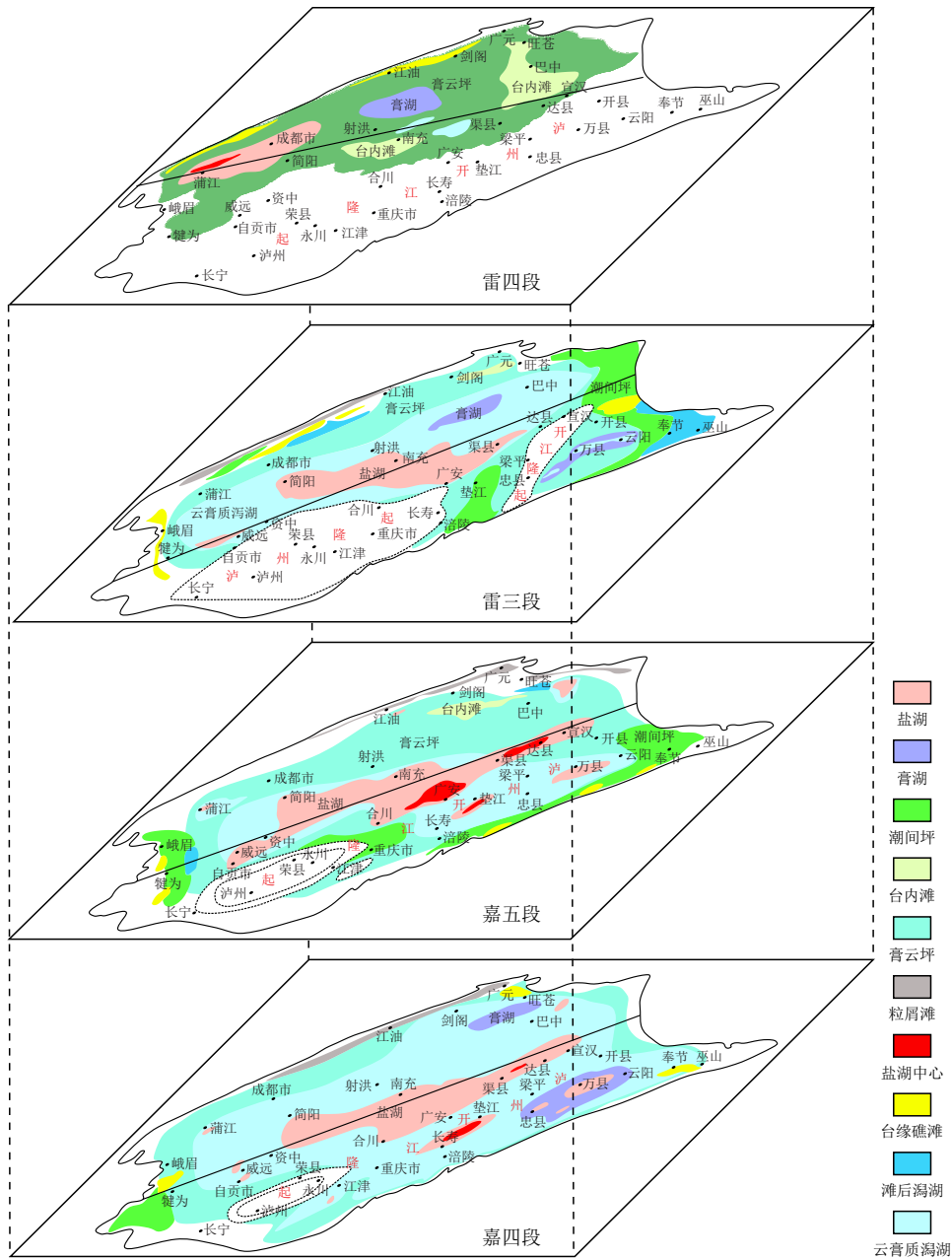


图 2 四川盆地三叠系沉积相演化模式^[16]

Fig. 2 Evolution patterns of sedimentary facies of the Triassic in the Sichuan Basin

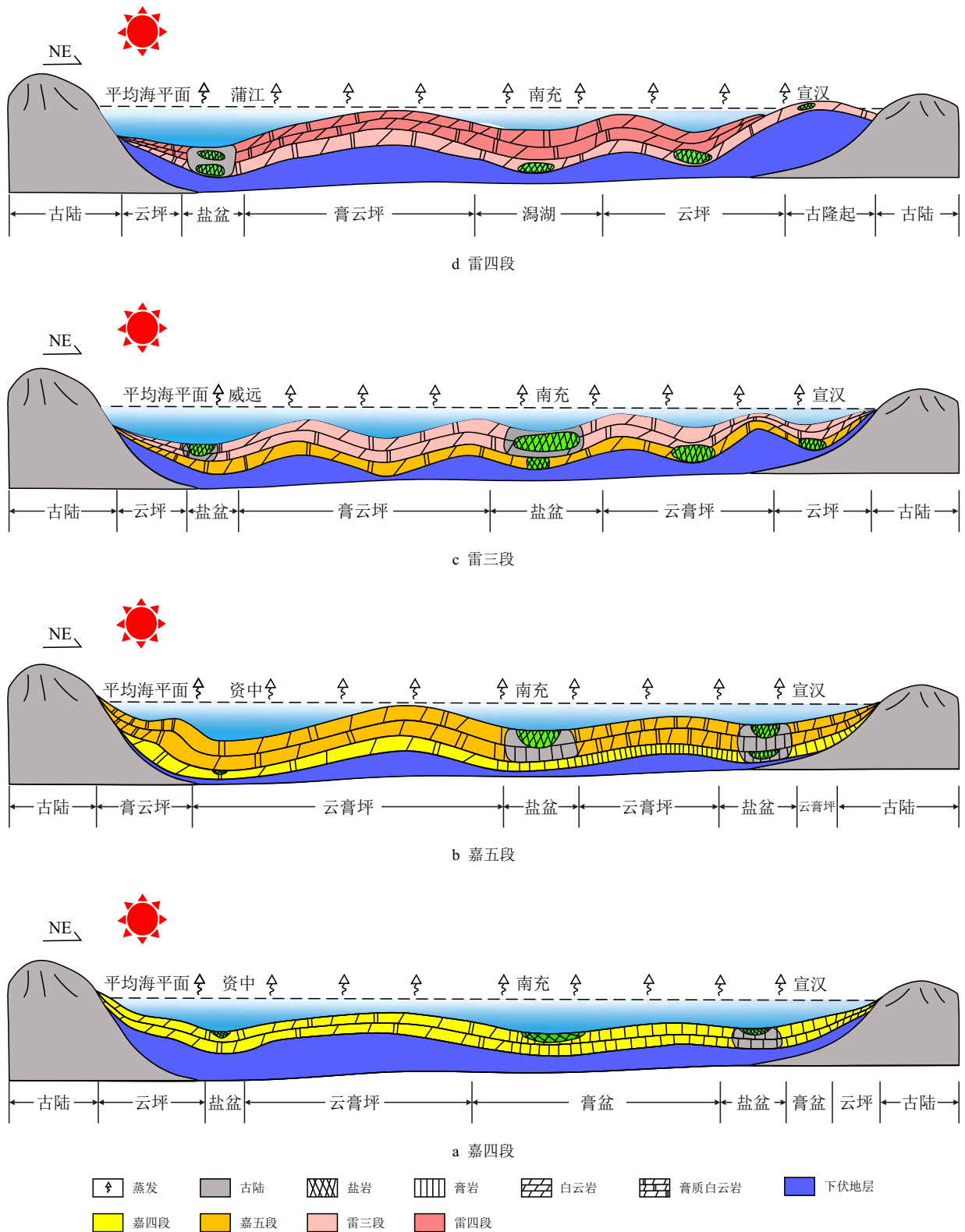


图 3 四川盆地三叠系岩相古地理^[16]

Fig. 3 Lithofacies paleogeography of the Triassic in the Sichuan Basin

研究区盐腔所在的目的层为嘉陵江组嘉四段, 盐岩分布稳定, 盐腔共分为两部分: 一部分是以 ZD5、ZD7、ZD8、ZD9、ZD10、ZD11、ZD12、ZD13、

ZD14、ZD15 及 ZD16 井卤水开采过后形成的连通式盐腔; 另一部分是以 ZD17 井卤水开采过后形成的独立盐腔(图 4)。

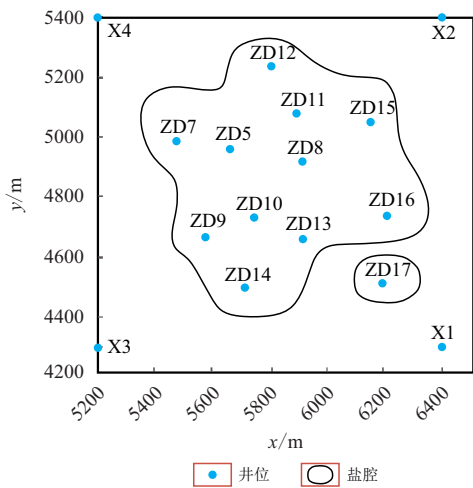


图 4 四川盆地三叠系 Y 盐腔分布范围

Fig. 4 Distribution of Triassic Y Salt Cavity in Sichuan Basin

连通式盐腔外围自最边缘单井向外延伸 120 m 左右, 厚度 2.0~6.0 m; 独立型盐腔半径 80~100 m, 盐腔厚度 2.5 m。与国外的椭球体盐腔明显不同, 盐腔形状为碗形, 在每口井的位置处盐腔高度最大, 向两边高度降低, 平面范围分布宽, 厚度薄。

2 方法与数据

基于三维地质建模进行盐腔封闭性模拟, 主要分为 4 个组成部分(图 5), 通过已有的测井、钻井和录井相关测试资料进行三维地质建模以及数值模拟(利用 Petrel 进行三维地质建模、Abaqus 有限元软件进行数值模拟), 从而实现对四川盆地 Y 盐腔的封闭性评价。

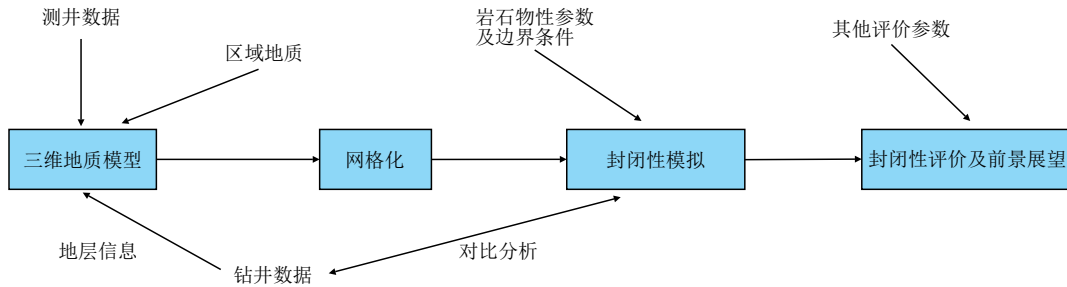


图 5 基于三维地质模型进行盐腔封闭性评价工作流程图

Fig. 5 Workflow diagram for salt cavity closure evaluation based on 3D geological model

2.1 三维地质建模

基于区域地质资料, 结合钻井、测井及录井资料和地表数字高程模型构建四川盆地 Y 盐腔区域尺度三维地质模型。模型的建立采用标量-位势场插值法^[19]: 1) 进行地层精细划分与对比, 搭建区域地层格架, 根据地质年代序列和接触关系, 建立地层层序, 定义模型中地层之间的拓扑关系; 2) 确定地质模型参数, 通过基础数据获取相应的地层界面控制点和倾向矢量信息; 3) 位势场插值, 用同样的位势场公式计算一个连续的沉积层序; 4) 模型建立, 该模型表达了三维空间中相应位置的地层和构造信息; 5) 属性模型, 赋予模型相应的物性参数及力学参数, 得到想要的模型结果。

建立的三维地质模型主要包括: 1) 反映地层构造特征的构造模型; 2) 直观反映出盐穴上覆地层渗透率大小的渗透率模型; 3) 数值模拟井筒损伤时, 建立的井筒模型。

地质模型采用 Petrel 建立。为了保证计算精度和效率, 本文采用的是四面体网格形状。在靠近盐

穴的地方, 网格局部细化, 离盐穴较远的地方, 网格做稀疏化处理。网格由软件自动生成, 为了提高网格的精度, 消除网格划分不良, 将已建立的模型导出网格, 使用 Abaqus 对仿真结果进行后处理。由于盐洞周围岩体是关键区域, 采用径向网格处理。靠近盐穴的网格体积较小, 随着离盐穴距离的增加, 网格尺寸增大。通过对不同网格尺寸的仿真, 验证了不同网格尺寸的相似性。

2.2 数值模拟

目前盐穴储气库地质力学分析主要用 Ansys、Abaqus 和 FLAC3D 等有限元数值模拟软件进行计算, 并对结果进行综合评价。数值模拟计算的关键则在于岩石力学参数获取、岩石本构模型的选取和建立的物理模型, 分析评价的关键则是在于选择合适的判断指标; 准确的计算模型和合理的判断指标直接决定了盐穴储气库的稳定性、密闭性评价的合理性。

除了流动规律的材料系数对温度的间接依赖外, 本文所研究的问题被认为是纯力学问题, 忽略

了化学相互作用和相变。由于盐岩具有低渗透性,也排除了多孔流体的流动。也不考虑热扩散在本研究中的影响,但它可能对某些特定应用很重要。总之,在对四川盆地南部地下 1 200 m 处采卤型盐腔进行封闭性数值模拟过程中,假设条件为:1) 在模拟时间内该区域无构造活动,地层比较稳定;2) 不考虑在水溶造腔的过程中围岩形成的“冷带”;3) 腔内流体稳定,忽略腔体底部的盐水;4) 腔内气体温度、压力分布均匀;5) 气体在井筒内流动的过程视为一维稳定流动。在封闭性数值模拟过程中,盐腔的封闭性能取决于:1) 气体的注入压力;2) 岩石本身的渗透系数;3) 井筒处的封闭能力。

盐穴储气库的最大和最小运行压力关系到储气库的稳定性、密封性和经济效益^[20]。由于深部地层地应力高,应相应提高运行压力。然而,较低的运行压力容易发生地表沉降,而较高的运行压力可能会破坏盐穴周围的岩石,增加盐穴的渗透率。运行压力下限值的确定与洞室的稳定性密切相关,较低的最小运行压力洞室不稳定,较高的最小运行压力提高了洞室的稳定性,但降低了洞室的运行气体容量,降低了经济效益。最大运行压力应低于套管深度地应力的 80% 左右^[21]。套管鞋深度为 1 350 m,该深度的套管内压为 30 MPa(表 1)。经过前期整体模拟,设置工作气体压力为 8.5~26.0 MPa。

表 1 四川盆地 Y 盐腔应力状态
Tab. 1 Stress state of Y Salt Cavity in Sichuan Basin

应力状态	垂直应力/MPa	水平应力/MPa	水平最小主应力/MPa	套管内压/MPa	孔隙压力/MPa
总应力	30	26	24.8	30	14
有效应力	16	12	10.8	30	14

3 模型与计算结果

3.1 模型建立

3.1.1 构造模型

Y 盐腔构造模型采用确定性建模方法,构造层面的建立来源于井数据,在层位解释结果和断层信息的基础上建立构造模型,最后进行地质分层校正,确保构造模型与实际地质特征一致。

盐穴目的层为嘉陵江组,埋深 1 220~1 370 m,

模型大小 1100 m×1150 m×957 m(图 6),垂向上包含了从嘉四段至须六段划分的 81 个小层。其中,嘉 4-2 为一层平面上分布稳定的盐岩层,厚度 5 m 左右,其中发育了各种大小不一的层状盐穴(深度为 1 345~1 355 m),上覆的膏岩、白云岩、灰岩及页岩渗透率低,有利于保证垂向的密闭性,目标层上方雷口坡、嘉陵江组存在较多膏岩夹层,提高了盐穴稳定性。模型平面网格大小 10 m×10 m,共有 81 个小层,网格单元 1 263 468 个,节点 1 307 383 个。

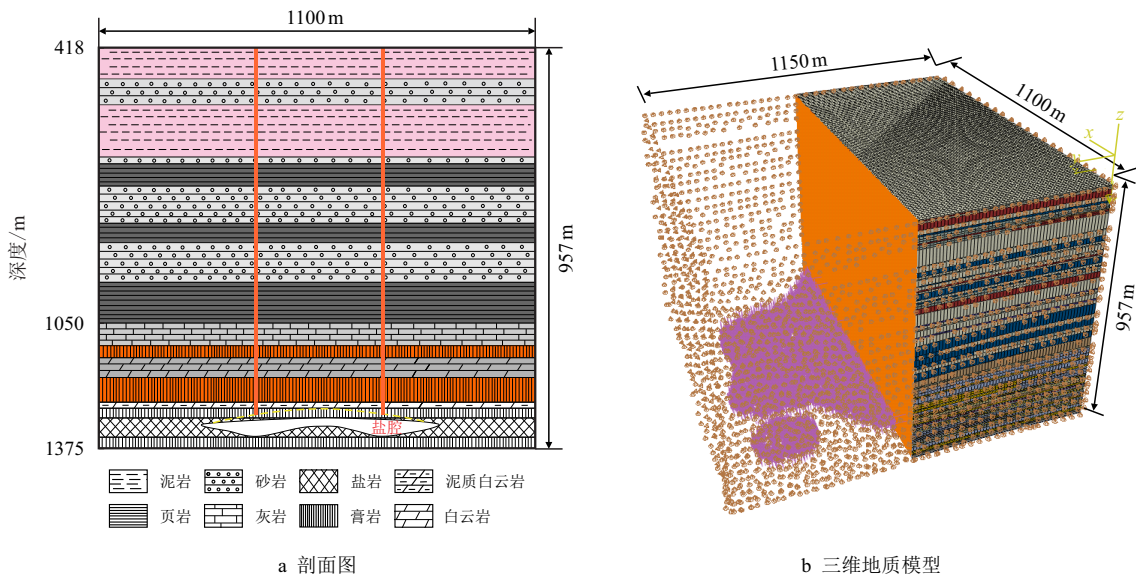


图 6 四川盆地 Y 盐腔剖面图及三维地质模型

Fig. 6 Profile and 3D geological model of Y Salt Cavity in Sichuan Basin

3.1.2 渗透率模型

根据测井与室内岩芯渗透率测试结果之间的相互标定, 采用数理统计方法建立渗透率模型。工区范围内岩石渗透率总体较低, 盐岩、膏岩及页岩渗透率处于极低范围(图 7), 有良好的封闭作用。

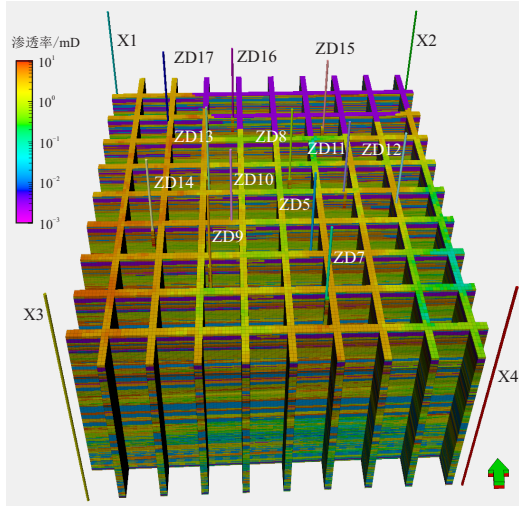


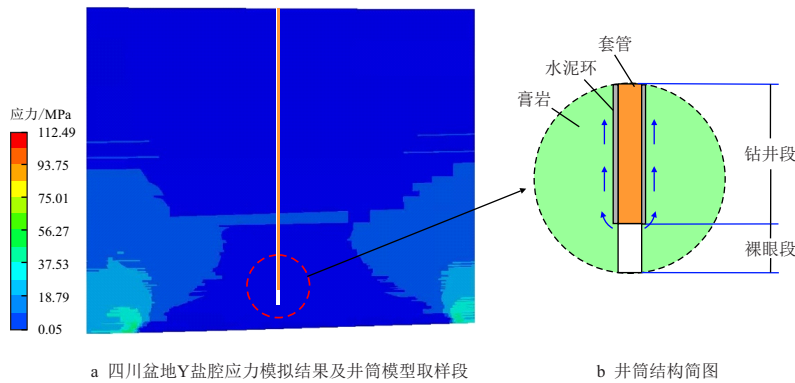
图 7 四川盆地 Y 盐腔渗透率模型
Fig. 7 Permeability model of Y Salt Cavity in Sichuan Basin

四川盆地须家河组孔隙度在 3.00%~7.00%, 渗透率在 0.010~0.500 mD。雷口坡组白云岩孔隙度在 0.07%~20.21%, 平均为 5.30%, 渗透率在 0.004~14.400 mD, 平均为 1.170 mD; 灰岩孔隙度在 0.17%~1.75%, 平均为 0.65%, 渗透率在 0.002~17.800 mD, 平均为 0.688 mD。嘉陵江组孔隙度最大为 9.50%, 平均为 2.50%, 渗透率最大为 10.700 mD, 平均为 0.350 mD。

3.1.3 井筒模型

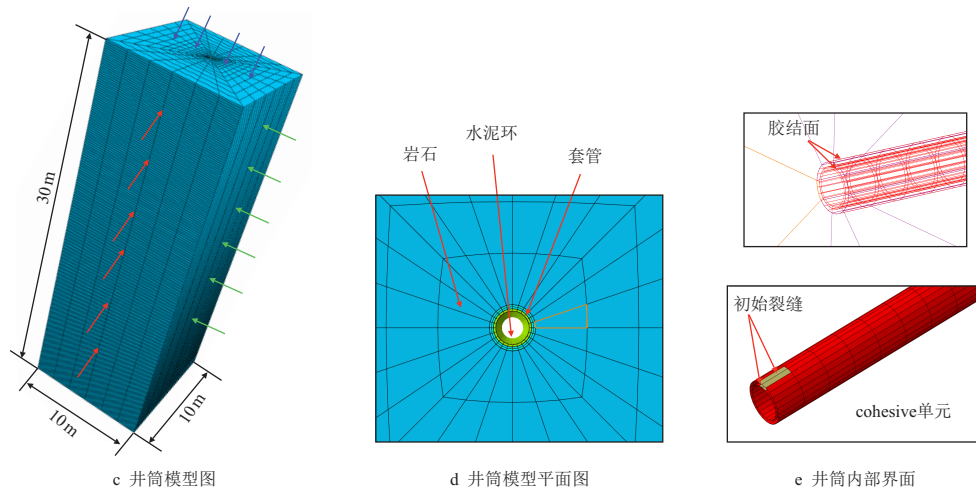
根据四川盐区地质特征和井筒结构, 建立图 8 所示的井筒模型, 分析井筒处密封性。

沿井筒方向增加面应力, 将上覆岩层自重简化为按岩层深度和平均密度的分布荷载。4 个垂直面被约束为一个简单的边界, 以防止它们在法向上的位移, 模型底面的位移在各个方向上都受到限制。考虑到深部地层的特点和岩盐的蠕变特性, 假定初始地应力为静水压力, 初始地应力梯度为 1.845 MPa/hm(地应力梯度等于水平最小主应力梯度和最大主应力梯度的平均值)。



a 四川盆地Y盐腔应力模拟结果及井筒模型取样段

b 井筒结构简图



c 井筒模型图

d 井筒模型平面图

e 井筒内部界面

图 8 四川盆地 Y 盐腔井筒模型
Fig. 8 Wellbore model of Y Salt Cavity in Sichuan Basin

截取储气库输送井及地层某段如下:地层尺寸 $10\text{ m}\times 10\text{ m}\times 30\text{ m}$, 套管内直径为 10.08 cm , 外直径为 17.78 cm , 井眼尺寸为 21.59 cm , 水泥环的厚度为 1.905 cm , 各材料参数如表 2 所示。将套管定义

为 C3D8R 三维应力单元, 单元数量 19 200 个; 水泥环和地层定义为 C3D8P 完全积分渗流-应力耦合单元, 单元数量 153 600 个; 胶结面定义为 0 厚度 COH3D8P 黏性孔隙压力单元, 单元数量 19 200 个。

表 2 四川盆地 Y 盐腔井筒材料参数

Tab. 2 Wellbore material parameters of Y Salt Cavity in Sichuan Basin

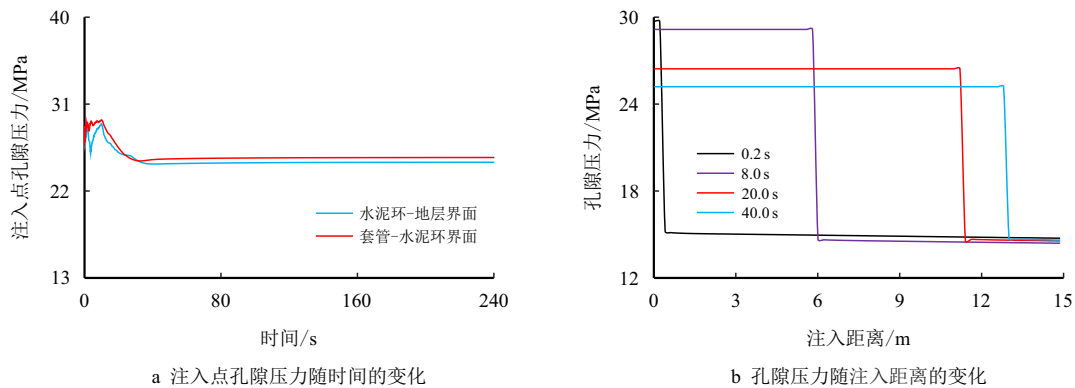
结构单元	弹性模量/GPa	泊松比/无因次	密度/($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	滤失系数/($\text{m}\cdot\text{m}^{-1}$)	孔隙比/无因次
套管	210.0	0.27	7 800		
水泥环	依据种类	0.20	1 800	8.40×10^{-9}	0.08
地层	30.0	0.22	2 400	6.48×10^{-7}	0.15
胶结界面	8.5		1 800	2.00×10^{-12}	

3.2 模拟结果

3.2.1 孔隙压力

注入点孔隙压力随着注入时间的增长呈波状起伏(图 9a), 到一定注入距离时孔隙压力呈断崖式下降(图 9b)。注入点孔隙压力一开始的升高是因为外来气体的注入, 之后的降低是因为注入压力大于水泥环破裂压力开始产生裂缝, 裂缝形成后压力被卸载, 也就是说, 孔隙压力的降低反映了水泥环产生裂

缝的过程, 也证明井筒处具有封闭能力。并且随着时间的增加, 孔隙压力降低的注入距离越来越大, 反映了腔内储存的气体逐渐往上泄漏的过程。40 s 后孔隙压力不变, 说明腔内气体被完全封闭了, 进入内循环稳定状态, 套管-水泥环界面注入点处孔隙压力稳定在 25.3 MPa , 水泥环-地层界面注入点处孔隙压力稳定在 24.9 MPa 。即套管-水泥环界面需要更高的注入压力才可以使水泥环产生裂缝。



a 注入点孔隙压力随时间的变化

b 孔隙压力随注入距离的变化

图 9 四川盆地 Y 盐腔井筒处孔隙压力变化曲线

Fig. 9 Variation curve of pore pressure at wellbore of Y Salt Cavity in Sichuan Basin

3.2.2 裂缝扩展

图 10 显示, 沿井筒方向水泥环损伤扩展距离(损伤值大于 0 的长度)随时间增加而增加, 40 s 后趋于稳定。在损伤扩展初期, 轴向上裂纹扩展速度较快, 随着时间的增加, 轴向上裂纹的扩展速度逐渐减小, 最终扩展距离达到极限值, 无裂纹产生。在给定条件下, 套管-水泥环界面及水泥环-地层界面的损伤扩展距离分别为 12.8 m 和 11.0 m , 说明相同条件下, 套管-水泥环界面在体积压裂过程中遭受的破坏程度更大。裂缝前缘呈锥状, 0° 方位处扩展最远, 向两端的扩展距离逐渐减小(图 11)。值得注意的是, 裂缝的扩展范围并没有覆盖整个环空周长, 主要原因是气体沿井筒轴向的摩擦阻力远小于沿

井筒周向的摩擦阻力, 因此, 裂缝倾向于沿垂直方向而非周向扩展。未覆盖方位范围位于最大剪切应力一侧, 而气体更倾向于克服沿程摩擦阻力在最小剪切应力一侧扩展。在井筒裂缝发育演化过程中, 裂缝倾向于沿最大水平主应力方向发育^[22]。同时证明了水泥损伤具有各向异性^[23-25]。监测面上损伤的周向分布曲线显示, 地层-水泥环界面损伤集中分布在 $-45^\circ\sim 45^\circ$ 方向, 套管-水泥环界面损伤集中分布在 $-90^\circ\sim 90^\circ$ 方向, 形成凸尖角, 说明损伤在各个方向上的演化并不均匀。损伤沿轴向向外层扩展, 形成轴向高损伤路径和尖锐损伤区, 尖角区损伤急剧增加, 迅速诱发水泥环破坏。各向异性损伤可以表征局部强度破坏引起的裂纹扩展方向。

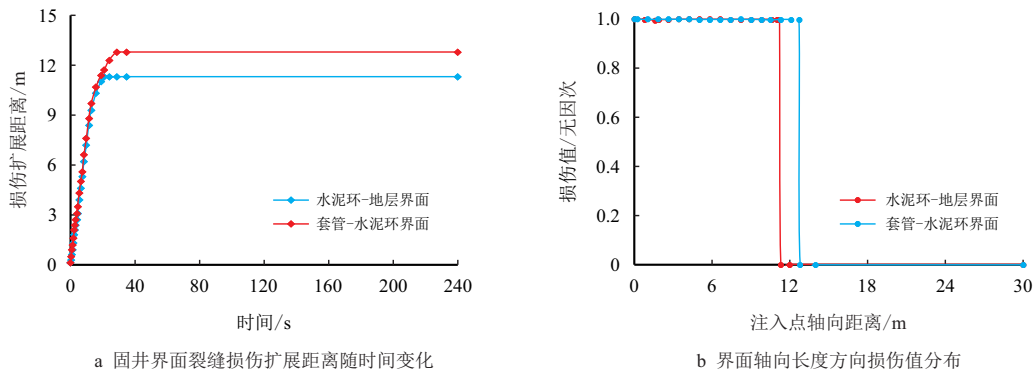


图 10 四川盆地 Y 盐腔井筒处损伤分布曲线
Fig. 10 Damage distribution curve at the wellbore of Y Salt Cavity in Sichuan Basin

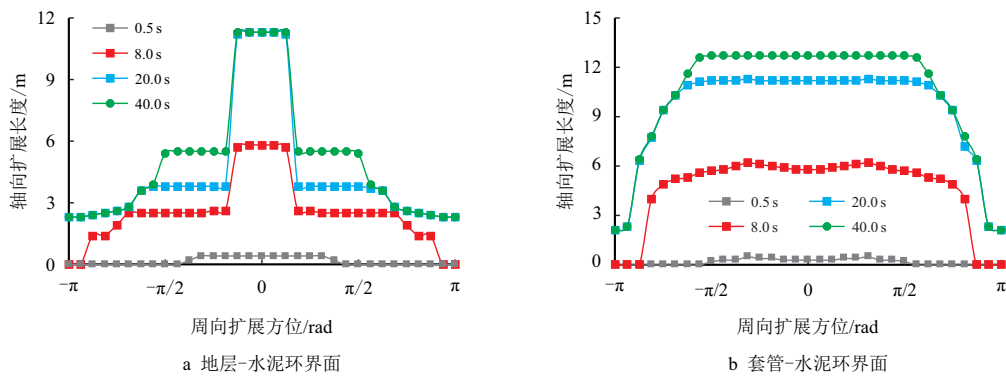


图 11 四川盆地 Y 盐腔井筒处裂缝环向扩展长度随压裂时间变化曲线
Fig. 11 Variation curve of fracture annular extension length with fracturing time at wellbore of Y Salt Cavity in Sichuan Basin

3.2.3 水泥环损伤

1) 套管-水泥环与地层-水泥环两个界面处水泥环损伤结果

井筒下端一旦破裂, 破裂区域将向上延伸, 直至与泥岩相接, 为洞室内高压气体提供泄漏通道。在模拟过程中, 将水泥环的破裂过程分为 4 个阶段, 对应的时间分别为 0.5、8.0、20.0 和 40.0 s(图 12)。地层-水泥环界面处 0.5 s 开始破裂, 此时径向和轴向均匀破裂; 8.0 s 时突然转变为轴向破裂, 径向趋于稳定; 20.0 s 时破裂强度最大, 通过其顶端破裂处的放大图像可以看出, 往前延伸破裂的趋势是最强的; 随后破裂强度慢慢减弱, 40.0 s 后破裂趋于稳定, 破裂距离 11.5 m。套管-水泥环界面处 0.5 s 开始破裂, 轴向的破裂效果略强于径向; 破裂强度逐渐加强, 8.0 s 时破裂强度最大, 主要体现在轴向, 破裂速度比地层水泥环界面处快, 破裂强度比地层水泥环界面处大; 随后轴向的破裂减弱, 径向的破裂增强; 20.0 s 过后破裂强度减弱; 40.0 s 过后破裂趋于稳定。地层-水泥环界面处的损伤扩展距离明显低于套管-水泥环界面处的损伤扩展距离, 说明地

层-水泥环界面处的封闭性较好。

分析结果显示: (1) 当应力超过损伤阈值时, 水泥环开始破裂, 随着时间的增加, 会有一个逐渐增强随后减弱并趋于稳定的过程。选取地层与水泥环之间的边界、套管与水泥环之间的边界作为观测面, 监测面上的损伤分布以轮廓形式显示, 损伤强度以颜色区分。严重的破坏集中在水泥环的下部, 其垂直延伸距离小于 15 m, 说明井筒下端的水泥环破坏更为显著。然而, 损伤并没有进一步扩大, 这表明水泥环仍然完好无损, 并且损伤增长的速率在逐渐减弱, 这证实了水泥环的下端更容易发生破坏。(2) 循环荷载作用下的疲劳损伤和塑性应变会局部集中, 主要集中在水泥环与套管的界面处, 即内胶结面更容易发生破坏。地层-水泥环界面和套管-水泥环界面处的裂缝发育情况并不一致, 套管-水泥环界面处的破裂速度快、延伸远, 说明气体更易通过此界面往上泄漏; 然而水泥环与地层接触的界面破裂速度慢、距离短, 并且在此区域内都是一些低渗透率的盐岩、膏岩, 说明盐穴具有足够的封闭能力, 封闭性良好。

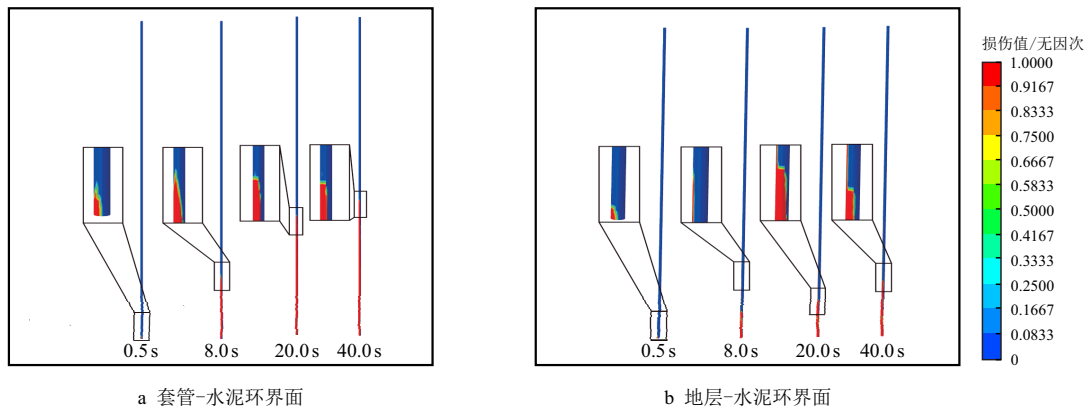


图 12 四川盆地 Y 盐腔井筒处微环隙扩展过程
 Fig. 12 Process of micro-annular gap extension at the wellbore of Y Salt Cavity in Sichuan Basin

2) 不同水泥环性能损伤对比结果

设置 4 组水泥环(A、B、C 和 D), 水泥环弹性模量依次降低, 组分调整如图 13 和图 14 所示。

套管-水泥环界面模拟结果显示, 降低乳胶含量后, 损伤的扩展距离明显变短, 但纵向上的破裂趋势比较明显, 在压力变化过程中不稳定, 气体极

易在 Z 轴方向产生泄漏。在降低橡胶含量后, 水泥环破裂趋势加强, 损伤扩展距离变长, 水泥环封闭性能降低。而降低纤维含量后, 水泥环破裂趋势均匀, 损伤扩展距离变短。综上, 套管-水泥环界面处的封闭性能随着水泥环纤维含量的降低有着明显的提高。

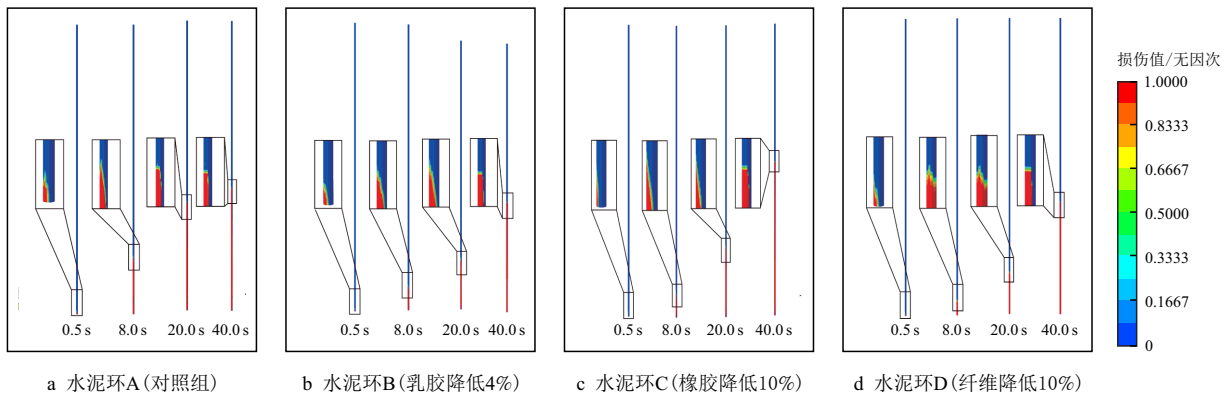


图 13 四川盆地 Y 盐腔井筒处不同组分水泥环的损伤对比(套管-水泥环界面)
 Fig. 13 Comparison of cement ring damage of different components at the wellbore of Y Salt Cavity in Sichuan Basin (Interface between casing and cement sheath)

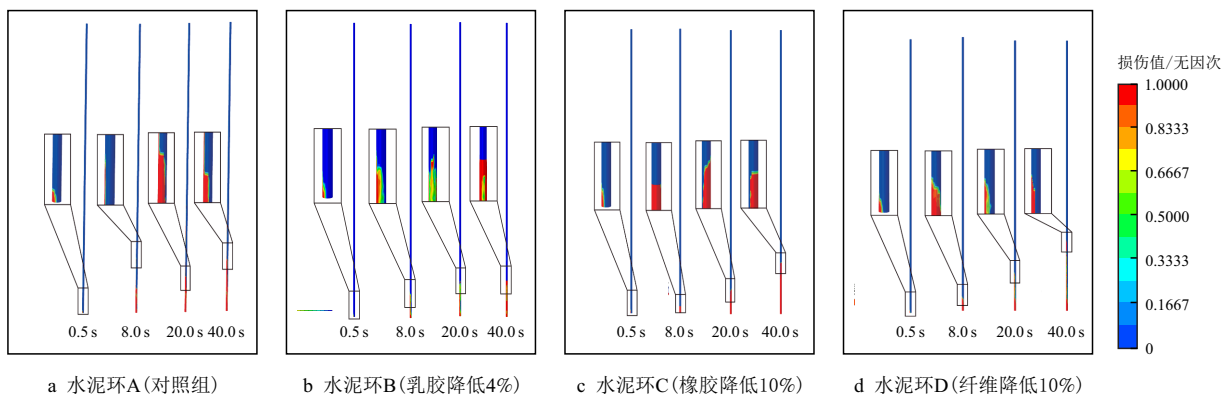


图 14 四川盆地 Y 盐腔井筒处不同组分水泥环的损伤对比(地层-水泥环界面)
 Fig. 14 Comparison of cement ring damage of different components at the wellbore of Y Salt Cavity in Sichuan Basin (Interface between strata and cement sheath)

地层-水泥环界面模拟结果显示,在降低乳胶含量后,损伤的扩展距离变短,纵向上的破裂趋势减弱,损伤值明显降低。在降低橡胶含量后,水泥环破裂趋势加强,损伤扩展距离变短,损伤值增大,但是破裂均匀。而降低纤维含量后,水泥环损伤值降低,但是损伤扩展距离变长。综上,地层-水泥环界面处的封闭性能随着水泥环乳胶含量的降低有着明显提高。

模拟结果显示,在探讨固井界面对气体的封闭效果时,其变化是复杂的,在盐腔储气库建设过程中,为了防止裂缝及微环隙的产生,应适当降低水泥环纤维和乳胶的含量。而四川盆地 Y 盐腔周围均是低渗透性岩石,微环隙的扩展主要沿着套管-水泥环界面,因此,降低水泥环中纤维的含量可以增强井筒封闭能力。

3) 不同围岩水泥环损伤对比结果

本文以不同围岩岩性的井筒模型进行数值模

拟,说明在破坏传播过程中,岩石性质对水泥完整性的影响。

盐岩、膏岩及泥质白云岩的平均渗透率分别为 0.000 2、0.003 0 和 0.900 0 mD。泥质白云岩的弹性模量大于膏岩大于盐岩。套管-水泥环界面处,当围岩为泥质白云岩时气体漏失严重,水泥环处损伤较弱;而围岩为盐岩时损伤值与损伤扩展距离也低于膏岩,但是不稳定,损伤扩展距离在 20.0 s 到 40.0 s 内发生突变,如果上覆封闭性盖层厚度很薄的话,气体很容易发生侧漏。地层-水泥环界面处,当围岩为泥质白云岩时气体漏失严重,井筒丧失封闭性(图 15, 图 16);而围岩是盐岩时,水泥环损伤值及损伤扩展距离均低于膏岩,说明围岩是盐岩时盐腔封闭性最好,而这与岩石本身渗透率及弹性模量成正比。因此,盐腔周围岩石渗透率及弹性模量低,一方面可以增强腔体对气体的封闭能力,另一方面也可以增强井筒对气体的封闭能力。

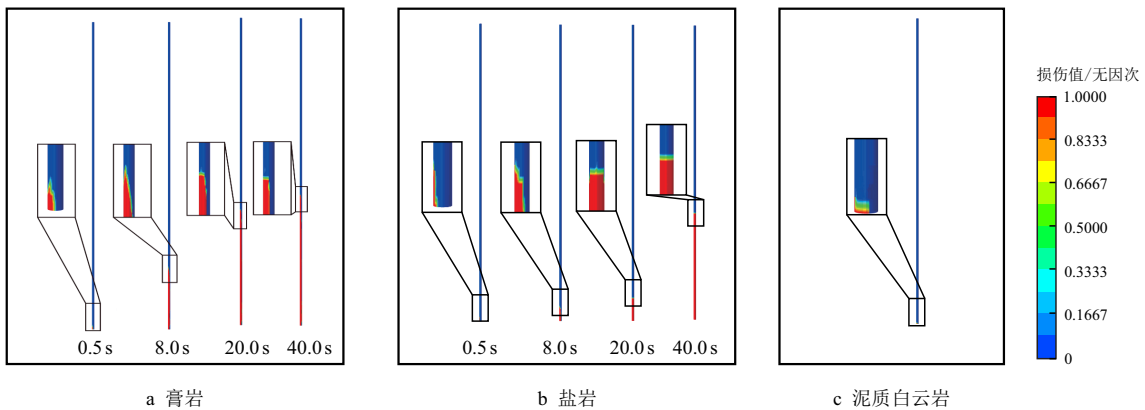


图 15 四川盆地 Y 盐腔井筒处不同围岩的水泥环损伤对比图(套管-水泥环界面)

Fig. 15 Comparison of cement ring damage in different surrounding rocks at the wellbore of Y Salt Cavity in Sichuan Basin (Interface between casing and cement sheath)

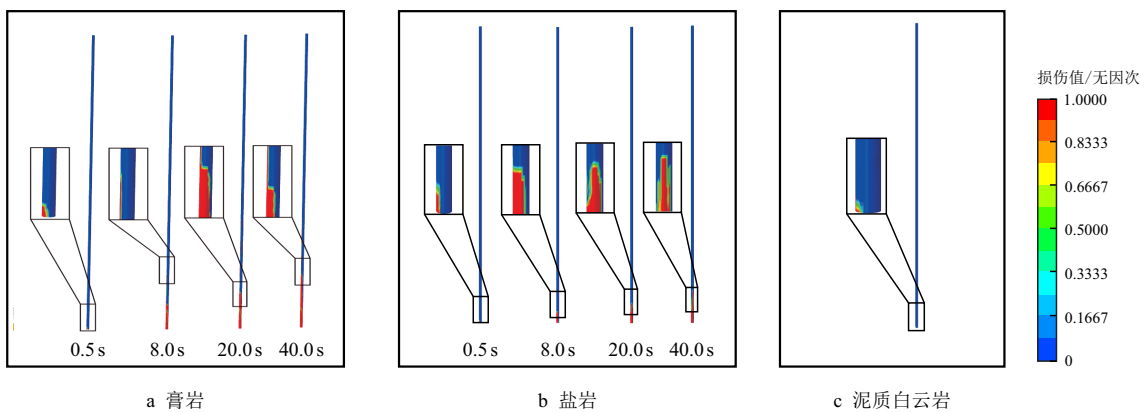


图 16 四川盆地 Y 盐腔井筒处不同围岩的水泥环损伤对比图(地层-水泥环界面)

Fig. 16 Comparison of cement ring damage in different surrounding rocks at the wellbore of Y Salt Cavity in Sichuan Basin (Interface between strata and cement sheath)

4 讨论

4.1 水泥环性能对井筒封闭性的影响

井筒完整性对保证盐腔封闭性起着最重要的作用,而固井作业的质量和水泥材料的合理选择对井筒完整性的影响最大^[26]。本文用数值模拟的方法,研究关于调整水泥环组分后其封闭性能的变化。在不同工况下,水泥环的抗拉强度、抗剪强度、胶结强度、弹性模量及泊松比等因素都会对水泥环的损伤产生一定的影响。例如,水泥环弹性模量越高,固井界面微环隙扩展距离越长^[27],水泥环 D 弹性模量最低,套管-水泥环界面处的损伤扩展距离明显低于水泥环 A、B、C 处(图 13)。为了保证套管的安全,需要提高水泥环的内聚力或使用弹性模量较低的水泥^[28]。水泥环的泊松比对固井水泥环径向应力的大小和分布影响不大^[29],因此,在本文模拟过程中,并不考虑泊松比所带来的影响。水泥刚度、界面临界强度和界面韧性对脱黏断裂也有很大影响,依从性好的水泥体系将导致较小的脱黏速率,临界法向强度和断裂韧性越高,对流体驱动界面脱黏的约束能力越强^[30],如水泥环 B、D 强度较高,损伤拓展速率低于水泥环 A、D(图 13)。较大的水泥界面法向或剪切强度或水泥刚度值可以有效降低井筒周围破坏拉削的可能性^[31]。然而,抗压强度高水泥并不总是最佳的选择,在一定情况下,柔性水泥更好^[32],需根据不同的情况进行分析。弹塑性理论结合 Tresca 失效准则表明,高强度、低刚度的水泥总体上能较好地满足固井需求^[33]。综上所述,降低水泥环弹性模量和泊松比,提高水泥环临界法向强度和临界抗剪强度有利于控制裂缝脱黏高度,降低水泥环-套管界面脱黏破坏风险,保持井筒密封完整性^[22]。

水泥环弹性模量、泊松比、临界法向强度及临界抗剪强度等参数均会对水泥环完整性产生影响,它们也会随着水泥环组分的变化而改变。但是当调整水泥环组分后,参数变化是复杂的,与前人研究相比本文侧重于研究不同水泥环组分变化所带来的水泥环密封性的影响。Philippacopoulos 将纤维材料加入到水泥中,发现纤维材料可以增加水泥的抗拉强度,改善水泥的热学性能,使水泥不易被破坏^[34],但模拟结果显示,降低水泥中纤维的含量,水泥环损伤降低(图 13),说明此时水泥环弹性模量的

降低、强度的增加对水泥环封闭性能的改变起主导作用。不考虑每种因素对水泥环封闭性能的影响,因为综合影响太复杂。直接从工程实际和水泥环组分调整出发,降低水泥环中纤维的含量(10%),适当降低水泥环中乳胶的含量(4%),可以提高井筒封闭性能。

4.2 岩石类型对盐腔封闭性的影响

4.2.1 盐岩对腔体的封闭能力

盐岩本身具有孔隙度和渗透率极低的特征,这是盐腔能够长期保持良好封闭性的关键原因。在膨胀边界以下的压缩区,盐岩不会发生破坏^[35-36];影响压缩-膨胀边界的主要因素是最小主应力和应力路径^[37],而四川 Y 盐腔的最小主应力方向集中于井筒方向(图 8)。并且,盐岩的渗透率普遍小于 0.000 5 mD,原状盐岩的孔隙主要由连通性较差的微孔组成,当渗透压力大于盐岩最小主应力或盐岩偏应力较高时,渗透率会急剧增大,导致盐穴储库的密封性能丧失。Y 盐腔盐岩平均渗透率 0.000 1 mD(图 7),对盐腔有足够的封闭能力^[38-40]。

4.2.2 围岩类型对井筒封闭能力的影响

固井界面裂纹扩展也受岩石性质的影响。当弹性性能存在明显的不匹配时,可能表现为较大的杨氏模量差异,从而导致胶结-岩石界面的完整性不同^[31]。由于盐岩的蠕变作用,盐岩层内的水泥环比泥岩层具有更好的密封性能^[13]。并且,部分夹层的渗透率远大于盐岩的渗透率,这使得建于多层夹层矿床中的盐穴储气库可能存在泄漏的风险。Y 盐穴盐岩的平均渗透率 0.000 1 mD,膏岩平均渗透率 0.008 0 mD,而泥质白云岩夹层渗透率达到了 0.080 0 mD,比同等条件下盐岩渗透率要大 2~3 个数量级,并且泥质白云岩夹层的渗透率在水平和垂直方向上分布不均匀。模拟结果表明,以泥质白云岩为围岩的盐穴储气库,气体已从井筒处泄漏(图 14),而膏岩封闭能力虽较盐岩差,但具有封闭效果。因此,应该控制水泥环损伤高度,防止其从渗透率较大的夹层中泄漏;在盐穴储气库建设中,应在顶板预留一部分盐岩,且厚度不宜过薄,这对盐腔封闭性是有利的。

四川盆地 Y 盐腔上覆地层中含有较多泥质白云岩、白云岩、灰岩夹层,气体在此间容易发生泄漏。井筒周围是盐岩时,虽具有良好的封闭性,但本研究区内盐岩地层较薄,无法预留足够厚度的盐

岩顶板进行封闭。但是Y盐腔上覆地层中大量的厚层低渗透率膏岩使得盐腔具有良好的封闭性。

5 盐腔储气库建设发展前景——空气储能

太阳能、风能及潮汐能等可再生能源在能源结构中的比重越来越大。然而,由于这些能量具有间歇性特点且对天气有一定的依赖,不能完全整合到电网中^[41]。大规模储能是保证间歇性能源稳定可靠、安全接入电网的有效手段。抽水蓄能(Pumped Storage Energy System, PHES)是一种好方法^[42],但它受地质条件和生产与消费地点之间不匹配的限制。压缩空气储能(Compressed Air Energy Storage System, CAES)是另一种具有巨大商业前景的大型储能技术^[43],由于它具有使用寿命长、响应速度快及定位灵活^[44]等特点,可以与压缩空气储能系统充分结合。

盐穴储气库作为一种优良的大型储气方式,可以解决大型压缩空气储能电站的大容量储气问题。德国Huntorf电站^[45]和美国Mcintosh电站^[46]

都采用地下盐穴作为储气库,储气库的容量分别为 $3.1 \times 10^5 \text{ m}^3$ 和 $5.6 \times 10^5 \text{ m}^3$ 。对于有注采循环的地下盐穴,埋深浅的盐穴工作气量较大,且深度较浅。埋深800 m、体积 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的地下储气盐穴,工作气量可达 $6.498 \times 10^5 \text{ m}^3$,如果在一个盐矿中可以使用几十个这样的洞穴,那么储存潜力是巨大的^[47-48]。四川自贡盐矿埋深1350 m,盐矿分布面积约 $1.85 \times 10^5 \text{ m}^2$,盐层厚度2~6 m,盐腔累计体积 $104 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。此外,自贡盐矿顶底板分布稳定,封闭性好,具备建设盐穴储气库的优越地质条件。

四川盆地Y盐腔压缩空气储能模式如图17所示。非用电高峰期(供大于求),利用压缩机将电能转化为空气分子内能,压缩空气并储存在地下盐穴中。在电网负荷高峰期(供电量不能满足需求),将储存的空气分子内能转化为电能供人们使用,释放盐穴中储存的高压空气驱动发电机发电。该系统可以极大地改善发电和用电的时空结构^[49]。将节能减排与电网调峰结合起来,既保护了环境又提高了能源系统的灵活性,未来在中国能源电力领域具有广阔的应用前景。

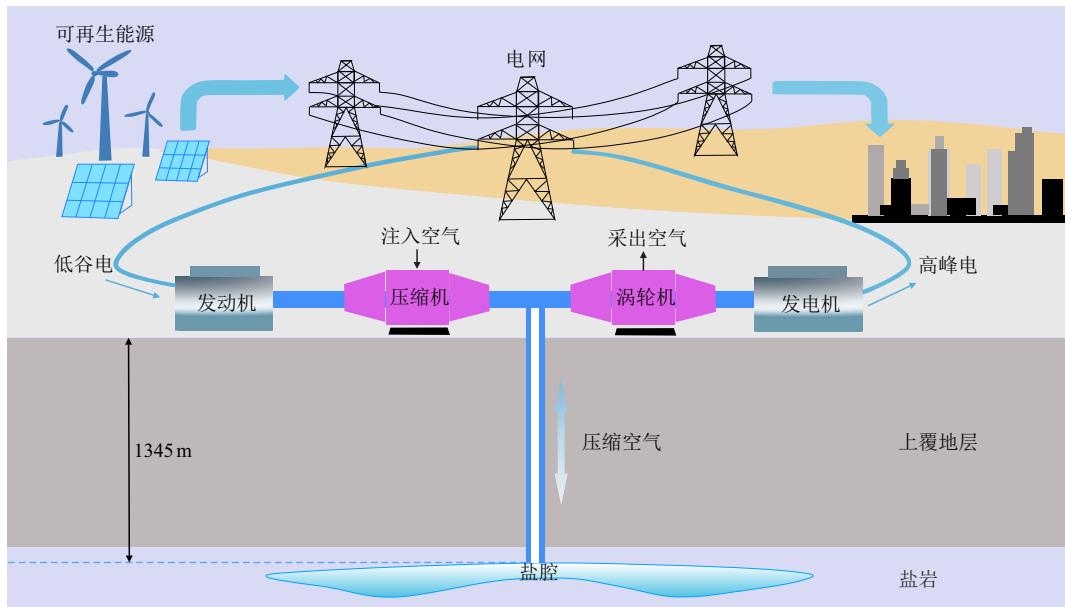


图 17 四川盆地 Y 盐腔压缩空气储能模式图^[49]

Fig. 17 Compressed air energy storage model of Y Salt Cavity in Sichuan Basin

6 结 论

1) 根据区域地质、钻井、测井资料及相关测试数据建立了四川盆地Y盐腔的三维地质模型,根据实测资料对地层岩石给予属性赋值,明确模型渗透

率及压力分布的基础上,对井筒周围进行封闭性模拟,证实了四川盆地Y盐腔具有封闭性。

2) 循环荷载作用下的疲劳损伤和塑性应变会局部集中,主要集中在水泥环与套管的界面处,即内胶结面更容易发生破坏。地层-水泥环界面和

套管-水泥环界面处的裂缝发育情况并不一致,地层-水泥环界面处封闭能力明显好于套管-水泥环界面。

3) 适当降低水泥环弹性模量,降低水泥环中的纤维含量有利于减小套管-水泥环界面的损伤扩展长度,保证水泥环的封闭性。降低水泥环中乳胶的含量有利于减小地层-水泥环界面的损伤扩展长度,保证水泥环的封闭性。

4) 在评价盐腔封闭能力时,围岩渗透率是主要因素。盐腔储气库建设过程中,应根据区域内岩石封闭能力的强弱,合理预留一部分盐岩顶板厚度,保障腔体密闭性。

参考文献

- [1] YU Weichao, HUANG Weihe, LIU Hongfei, et al. A systematic method for assessing the operating reliability of the underground gas storage in multiple salt caverns[J]. *Journal of Energy Storage*, 2020, 31: 101675. doi: 10.1016/j.est.2020.101675
- [2] ZHANG Guimin, WANG Lijuan, WU Yu, et al. Failure mechanism of bedded salt formations surrounding salt caverns for underground gas storage[J]. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2017, 76(4): 1609–1625. doi: 10.1007/s10064-016-0958-3
- [3] WANG Tongtao, YANG Chunhe, LI Jianjun, et al. Failure analysis of overhanging blocks in the walls of a gas storage salt cavern: A case study[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2017, 50(1): 125–137. doi: 10.1007/s00603-016-1102-1
- [4] ZHANG Nan, SHI Xilin, ZHANG Yun, et al. Tightness analysis of underground natural gas and oil storage caverns with limit pillar widths in bedded rock salt[J]. *IEEE Access*, 2020, 8: 12130–12145. doi: 10.1109/ACCESS.2020.2966006
- [5] MORTAZAVI A, NASAB H. Analysis of the behavior of large underground oil storage caverns in salt rock[J]. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2017, 41(4): 602–624. doi: 10.1002/nag.-2576
- [6] MOGHADAM S N, NAZOKKAR K, RICHARD J, et al. Parametric assessment of salt cavern performance using a creep model describing dilatancy and failure[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2015, 79: 250–267. doi: 10.1016/j.ijrmms.2015.06.012
- [7] CHEN Xiangsheng, LI Yinping, LIU Wei, et al. Study on sealing failure of wellbore in bedded salt cavern gas storage[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2019, 52(1): 215–228. doi: 10.1007/s00603-018-1571-5
- [8] LI Jinlong, ZHANG Ning, XU Wenjie, et al. The influence of cavern length on deformation and barrier integrity around horizontal energy storage salt caverns[J]. *Energy*, 2022, 244: 123148. doi: 10.1016/j.energy.2022.-123148
- [9] BEREST P, BROUARD B, DURUP J G. Tightness tests in salt-cavern wells[J]. *Oil and Gas Science and Technology*, 2001, 56: 451–469. doi: 10.2516/OGST:2001037
- [10] HE Tao, WANG Tongtao, XIE Dongzhou, et al. The mechanism of pores enhancing the deformation of completion cement under confining pressure[J]. *Cement and Concrete Composites*, 2022, 125: 104322. doi: 10.1016/j.cemconcomp.2021.104322
- [11] WISE J, CEDOLA A, NYGAARD R, et al. Wellbore characteristics that control debonding initiation and microannuli width in finite element simulations[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 191: 107157. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107157
- [12] DONG Xuelin, DUAN Zhiyin, GAO Deli. Assessment on the cement integrity of CO₂ injection wells through a wellbore flow model and stress analysis[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 74: 103097. doi: 10.1016/j.jngse.2019.103097
- [13] LI Juan, SU Donghua, TANG Shizhong, et al. Deformation and damage of cement sheath in gas storage wells under cyclic loading[J]. *Energy Science and Engineering*, 2021, 9(4): 483–501. doi: 10.1002/ese3.869
- [14] 郑雅丽, 邱小松, 赖欣, 等. 气藏型地下储气库地质体注采运行风险分级与管控[J]. *天然气工业*, 2022, 42(3): 114–119. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.03.013
ZHENG Yali, QIU Xiaosong, LAI Xin, et al. Risk classification and control of gas-storage geological body of gas reservoir type during injection, production and operation[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(3): 114–119. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.03.013
- [15] 龚大兴, 周家云, 吴驰华, 等. 四川盆地早中三叠世成盐期岩相古地理及成盐模式[J]. *地质学报*, 2015, 89(11): 2075–2086. doi: 10.19762/j.cnki.dizhixuebao.-2015.11.018
GONG Daxing, ZHOU Jiayun, WU Chihua, et al. Lithofacies paleogeography and salt-forming model of Lower–Middle Triassic in the Sichuan Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89(11): 2075–2086. doi: 10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2015.11.018
- [16] 杨洪宇, 张兵, 方朝合, 等. 四川盆地海相深层富钾锂层系沉积演化规律及储卤层响应特征[J]. *地学前缘*, 2021, 28(6): 95–104. doi: 10.13745/j.esf.sf.2021.1.45
YANG Hongyu, ZHANG Bing, FANG Chaohe, et al. Sedimentary evolution of deep marine potassium/lithium-rich brine reservoirs in the Sichuan Basin and a comprehensive response model for the brine storage layer[J]. *Earth*

- Science Frontiers, 2021, 28(6): 95–104. doi: 10.13745/j.-esf.sf.2021.1.45
- [17] 郑绵平,张永生,商雯君,等.川东北普光地区发现新型杂卤石钾盐矿[J].中国地质,2018,45(5):1074–1075. doi: 10.12029/gc20180514
ZHENG Mianping, ZHANG Yongsheng, SHANG Wenjun, et al. Discovery of a new type of polyhalite potassium ore in Puguang Region, northeast Sichuan[J]. Geology in China, 2018, 45(5): 1074–1075. doi: 10.12029/gc201805-14
- [18] 黎霆,李平平,诸丹诚,等.蜀南地区嘉陵江组颗粒滩储层发育机理[J].沉积学报,2021,39(2):470–481. doi: 10.14027/j.issn.1000-0550.2020.015
LI Ting, LI Pingping, ZHU Dancheng, et al. Mechanism of shoal reservoir in the Jialingjiang Formation, southern Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(2): 470–481. doi: 10.14027/j.issn.1000-0550.2020.015
- [19] CALCAGNO P, CHILES J P, COURRIOUX G, et al. Geological modelling from field data and geological knowledge: Part I. Modelling method coupling 3D potential-field interpolation and geological rules[J]. Physics of the Earth and Planetary Interiors, 2008, 171: 147–157. doi: 10.1016/j.pepi.2008.06.013
- [20] ZHAO Kai, LIU Yuanxi, LI Yinping, et al. Feasibility analysis of salt cavern gas storage in extremely deep formation: A case study in China[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 47: 103649. doi: 10.1016/j.est.2021.103649
- [21] 付兴.压缩空气储能腔体稳定性数值模拟研究[D].北京:中国石油大学(北京),2020.
FU Xing. Numerical simulation study on the stability of compressed air energy storage cavity[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.
- [22] JIANG Jiwei, LI Jun, LIU Gonghui, et al. Numerical simulation investigation on fracture debonding failure of cement plug/casing interface in abandoned wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 192: 107226. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107226
- [23] HE Tao, WANG Tongtao, WANG Duocai, et al. Integrity analysis of wellbores in the bedded salt cavern for energy storage[J]. Energy, 2023, 263: 125841. doi: 10.1016/j.energy.2022.125841
- [24] HE Tao, WANG Tongtao, WANG Duocai, et al. Failure mechanism of gas storage salt cavern cement sheath under the coupling effect of plasticity and fatigue damage[J]. Construction and Building Materials, 2022, 354: 129179. doi:10.1016/j.conbuildmat.2022.129179
- [25] HE Tao, WANG Tongtao, XIE Dongzhou, et al. Anisotropic damage model of wellbore cement sheath for underground salt cavern gas storage[J]. Construction and Building Materials, 2022, 320: 126284. doi:10.1016/j.conbuildmat.2021.126284
- [26] SU Xuebin, LIU Sinan, ZHANG Liwei, et al. Wellbore leakage risk management in CO₂ geological utilization and storage: A review[J]. Energy Reviews, 2023, 2(4): 100049. doi: 10.1016/j.enrev.2023.100049
- [27] 闫炎,管志川,徐申奇,等.体积压裂过程中固井界面微环隙扩展的数值模拟[J].中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(3):66–73. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2020.03.007
YAN Yan, GUAN Zhichuan, XU Shenqi, et al. Numerical simulation on micro-annulus propagation of cementing interface during hydraulic fracturing[J]. Journal of China University of Petroleum, 2020, 44(3): 66–73. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2020.03.007
- [28] SHAMSI T.套管内压变化和高温条件下水泥环完整性评价[D].青岛:中国石油大学(华东),2019.
SHAMSI T. Cement integrity evaluation under internal casing pressure change and high temperature[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [29] 张鹏伟.基于塑性损伤理论的软泥页岩井筒稳定性研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2020.
ZHANG Pengwei. The stability study of wellbore in soft shale formation based on plastic damage theory[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2020.
- [30] FENG Yongcun, LI Xiaorong, GRAY K E. Development of a 3D numerical model for quantifying fluid-driven interface debonding of an injector well[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2017, 62: 76–90. doi: 10.1016/j.ijggc.2017.04.008
- [31] WANG W, TALEGHANI A D. Three-dimensional analysis of cement sheath integrity around wellbores[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 121: 38–51. doi: 10.1016/j.petrol.2014.05.024
- [32] THIERCELIN M J, BERNARD D, BARET J F, et al. Cement design based on cement mechanical response[J]. SPE Drilling & Completion, 1998, 13(4): 266–273.
- [33] 李军,陈勉,柳贡慧,等.套管、水泥环及井壁围岩组合体的弹塑性分析[J].石油学报,2005,26(6):99–103. doi: 10.3321/j.issn:0253-2697.2005.06.023
LI Jun, CHEN Mian, LIU Gonghui, et al. Elastic-plastic analysis of casing-concrete sheath-rock combination[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(6): 99–103. doi: 10.3321/j.issn:0253-2697.2005.06.023
- [34] PHILIPPACOPOULOS A J, BERNDT M L. Mechanical response and characterization of well cements[C]. SPE 77755-MS, 2002. doi: 10.2118/77755-MS
- [35] SCHULZE O, POPP T, KERN H. Development of damage and permeability in deforming rock salt[J]. Engineering Geology, 2001, 61: 163–180. doi: 10.1016/S0013-7952(01)00051-5
- [36] POPP T, SCHULZE O, KERN H. Permeation and development of dilatancy and permeability in rock salt[C].

- Bucharest: 5th Conference on the Mechanical Behavior of Salt, 1999.
- [37] ALKAN H, CINAR Y, PUSCH G. Rock salt dilatancy boundary from combined acoustic emission and triaxial compression tests[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2007, 44(1): 108–119. doi: 10.1016/j.ijrmms.2006.05.003
- [38] SUTHERLAND H J, CAVE S P. Argon gas permeability of new mexico rock salt under hydrostatic compression[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1980, 17(5): 281–288. doi: 10.1016/0148-9062(80)90810-4
- [39] STORMONT J C. Conduct and interpretation of gas permeability measurements in rock salt[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 1997, 34(3–4): 303.e1–303.e11.
- [40] COSENZA P, GHOREYCHI M, BAZARGAN-SABET B, et al. In situ rock salt permeability measurement for long term safety assessment of storage[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 1999, 36(4): 509–526. doi: 10.1016/s0148-9062(99)00017-0
- [41] MAHLIA T M I, SAKTISAHDAN T J, JANNIFAR A, et al. A review of available methods and development on energy storage; technology update[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 33: 532–545. doi: 10.1016/j.rser.2014.01.068
- [42] MUKRIMIN S G, YALCIN T. Classification and assessment of energy storage systems[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 75: 1187–1197. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.102
- [43] GAYATHRI V, PRASANNA P, VELRAJ R, et al. A review on compressed air energy storage—A pathway for smart grid and polygeneration[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 62: 895–907. doi: 10.1016/j.rser.2016.05.002
- [44] MARCUS B, DANIEL W, ROLAND S, et al. A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments[J]. *Applied Energy*, 2016, 170: 250–268. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.108
- [45] CROTOGINO F, MOHMEYER K U, SCHARF R. Huntorf CAES: More than 20 years of successful operation[C]. Orlando, Florida, USA: SMRI Spring Meeting, 2001.
- [46] NAKHAMKIN M, ANDERSSON L, SWENSEN E, et al. AEC 110 MW CAES Plant: Status of project[J]. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 1992, 114(4): 695–700. doi: 10.1115/1.2906644
- [47] LIU Hejuan, YANG Chunhe, LIU Jianjun, et al. An overview of underground energy storage in porous media and development in China[J]. *Gas Science and Engineering*, 2023, 117: 205079. doi: 10.1016/j.jgsce.2023.205079
- [48] LI Yi, LIU Yaning. Numerical study on the impacts of layered heterogeneity on the underground process in compressed air energy storage in aquifers[J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 46: 103837. doi: 10.1016/j.est.2021.103837
- [49] HAN Yue, Cui Hao, MA Hongling, et al. Temperature and pressure variations in salt compressed air energy storage (CAES) caverns considering the air flow in the underground wellbore[J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 52: 104846. doi: 10.1016/j.est.2022.104846

作者简介



毛川, 1999年生, 男, 汉族, 四川宜宾人, 硕士, 主要从事地下储气库建设方面的研究。E-mail: 2972515334@qq.com



刘丽, 1978年生, 女, 汉族, 辽宁营口人, 高级实验师, 博士, 主要从事勘查技术与工程方面的教学和科研工作。E-mail: liulswpu@163.com



赵晓明, 1982年生, 男, 汉族, 山东安丘人, 教授, 博士研究生导师, 主要从事油气田开发地质学、深水沉积学、非常规油气地质、二氧化碳封存与利用、人工智能与油气地质等方面的研究工作。E-mail: zhxim98@163.com



王鹏, 1983年生, 男, 汉族, 四川南充人, 高级工程师, 硕士, 主要从事非金属矿产地质调查与勘查方面的工程与研究。E-mail: 281906151@qq.com



周瑞琦, 1986年生, 男, 汉族, 湖南益阳人, 高级工程师, 博士, 主要从事油气地质勘探方面的研究工作。E-mail: 17697671@qq.com

编辑: 张云云

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>