

## 地下水封石油洞库油气压力对渗流场的影响

韩福芝, 邵保平, 董贇盛, 赵文卓, 蔡佳豪, 樊强

### Impact of oil and gas pressure on seepage field in underground water-sealed oil storage caverns

HAN Fuzhi, XI Baoping, DONG Yunsheng, ZHAO Wenzhuo, CAI Jiahao, FAN Qiang

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.12170/20240307001>

### 您可能感兴趣的其他文章

#### Articles you may be interested in

##### 代古寺面板堆石坝渗流场有限体积法数值分析

Numerical analysis of seepage field of Daigusi concrete face rockfill dam by finite volume method

水利水电工程学报. 2023(6): 205 <https://doi.org/10.12170/20220825001>

##### 水垫塘动水冲击压力测压管灵敏性分析

Sensitivity analysis of the piezometer under dynamic water impact pressure in cushion pools

水利水电工程学报. 2021(6): 68 <https://doi.org/10.12170/20210803001>

##### 基于GRACE卫星的黄淮海地区地下水储量变化与归因分析

Variations in groundwater storage in the Huang-Huai-Hai region and attribution analysis based on GRACE data

水利水电工程学报. 2023(6): 24 <https://doi.org/10.12170/20230613003>

##### 地下水含盐量对人工冻结效果影响分析

Analysis of the influence of groundwater salt content on the effect of artificial freezing

水利水电工程学报. 2021(2): 78 <https://doi.org/10.12170/20200916001>

##### 杭州湾北岸嘉兴港溢油扩散连续工况法数值模拟

Numerical simulation of oil spill spread under continuous operating conditions in Jiaxing Port on the north bank of Hangzhou Bay

水利水电工程学报. 2024(3): 24 <https://doi.org/10.12170/20230130002>

##### 输水交叉建筑物进出口段渗漏成因综合分析

Comprehensive analysis for leakage cause of the entry and outlet sections of the water-conveyance crossing structures

水利水电工程学报. 2022(6): 137 <https://doi.org/10.12170/20211022002>



扫码进入官网，阅读更多精彩文章

关注微信公众号，获得更多资讯信息

DOI:10.12170/20240307001

韩福芝, 郜保平, 董贇盛, 等. 地下水封石油洞库油气压力对渗流场的影响 [J]. 水利水运工程学报, 2025. (HAN Fuzhi, XI Baoping, DONG Yunsheng, et al. Impact of oil and gas pressure on seepage field in underground water-sealed oil storage caverns[J]. Hydro-Science and Engineering, 2025(in Chinese))

# 地下水封石油洞库油气压力对渗流场的影响

韩福芝<sup>1</sup>, 郜保平<sup>1,2</sup>, 董贇盛<sup>1</sup>, 赵文卓<sup>1</sup>, 蔡佳豪<sup>1</sup>, 樊强<sup>1</sup>

(1. 太原理工大学 矿业工程学院, 山西 太原 030024; 2. 原位改性教育部重点实验室, 山西 太原 030024)

**摘要:** 地下水封石油洞库是一种有效的储油技术, 通常采用人工水幕系统来保持稳定的地下水位, 防止储存产品泄漏。洞室内的油气压力会影响地下水渗流场, 在洞室附近产生一定范围的油气泄漏区, 对洞室涌水量和油气泄漏产生影响, 合理控制油气压力对保证地下水封功能和储油库长期稳定运行至关重要。采用有限元数值模拟方法, 依托某石油储备地下水封洞库工程, 开展了在不同油气压力下地下水封石油洞库储油运行期的油气泄漏及洞室涌水量演变的模拟研究。研究结果表明: 油气压力会对渗流场产生影响, 油气压力的增加会扩大油气泄漏区; 提高地下水位, 降低洞室涌水量, 可降低生产成本; 但随着油气压力的增大, 油气泄漏范围增大且泄漏量增加, 当油气压力超过 0.2 MPa 时, 油气迅速泄漏, 漫延至水幕孔, 最终泄漏至地面, 导致大量油气在地表附近聚集并进入大气, 对环境产生严重污染。针对该算例, 油气压力为 0.2 MPa 时, 洞库不会发生油气泄露且涌水量控制最为经济合理。

**关键词:** 水幕系统; 油气压力; 油气泄漏; 涌水量; 两相流

**中图分类号:** TV21

**文献标志码:** A

**文章编号:**

地下水封石油洞库容积较大, 主要存储低凝轻质原油, 在洞库进出油作业过程中会产生和挥发大量的油气<sup>[1]</sup>。地下水封石油洞库表面的边界条件不同于其他岩土领域, 洞室不仅包含一层液体油, 而且还包含油层下方的水垫层和油层上方的油气层<sup>[2]</sup>。在储油期, 液体油位和油蒸气压的变化频繁, 油、水、油气密度的不同导致洞室壁压力呈分段线性分布<sup>[3]</sup>。为保障储油洞库的正常运行, 油层以上的洞壁和洞顶要始终保持适度的油气压力, 这种油气压力由产生的油蒸气与注入的氮气组成<sup>[4]</sup>。相比于液态油体, 油气的低黏度使其更容易通过周围岩石的裂隙和孔隙扩散。如果油气压或围岩渗透性足够高, 油气可能进入水幕孔或突破地下水位, 增加泄漏的风险<sup>[5]</sup>。Li 等<sup>[4]</sup>考虑洞库油气压的影响, 对洞库附近的地下水渗流场进行了三维模拟分析, 发现洞室内的油气压力会影响地下水渗流场, 在洞室附近产生一定范围的油气侵入区, 影响洞室涌水量。油气压力对渗流场的影响主要体现在油气泄漏与洞室涌水量的变化两个方面。

国内外相关学者根据洞室附近水力梯度或压力梯度的关系提出了控制气体泄漏的标准<sup>[6-9]</sup>, 并从洞库渗流场的角度研究了水幕系统的水封效果<sup>[10-11]</sup>。但这些研究仅从水力梯度与压力的角度进行单一相的研究, 并未考虑多相流体的运移规律。近年来, 随着多相流理论的发展<sup>[12-13]</sup>, 许多学者采用数值模拟方法揭露油气泄漏的机理。Yamamoto 等<sup>[14]</sup>基于日本某地下储油洞库, 建立了考虑渗透系数随机性的二维三相流模型, 模拟了洞库气体泄漏现象, 并讨论了洞库的储存安全性及气体泄漏的潜在原因; Hu 等<sup>[15-16]</sup>建立了基于 THOUGH2 的二维三相流模型, 研究了不同水幕压力作用下储存产品的泄漏规律及水幕压力与储气压力的关系, 确定了所对应案例下水幕压力的合理范围; 唐栋等<sup>[17]</sup>利用有限元软件对不同水幕压力与不同水封厚

收稿日期: 2024-03-07

基金项目: 国家自然科学基金联合重点项目(U24A2089); 山西省自然科学基金资助项目(202303201211042, 202303011222006)

作者简介: 韩福芝(1998—), 男, 山东济南人, 硕士研究生, 主要从事地下水封石油洞库水封安全评价研究。

E-mail: 1037482356@qq.com 通信作者: 郜保平(E-mail: xibaoping@163.com)

度下的油气运移规律进行研究, 确定了合适的水封厚度。洞室涌水量控制与预测是地下水封石油洞库的重点研究方向。时洪斌等<sup>[18]</sup>通过开挖工况和运行工况的渗流场数值模拟, 估算了某地下水封石油洞库的涌水量, 并系统研究了该石油洞库的水封性能; Wang 等<sup>[19-20]</sup>利用经验公式、有限元公式研究了地下水封石油洞库水流入的尺度和空间分布特征, 为水幕系统的设计提供了有益参考; 蒋中明等<sup>[21]</sup>提出了一种基于嵌入裂隙单元模型(EFE 模型)的裂隙岩体渗流分析方法, 建立了涌水量预测模型, 并与工程实测资料进行对比, 证明了 EFE 模型的可行性; Xu 等<sup>[22-23]</sup>在回归分析的基础上研究了洞室涌水量对各种水幕孔参数的敏感性, 提出了一种储油洞库地下水密封评价方法。

可见, 国内外已开展的有关洞库油气泄漏与涌水量调节方面的研究, 主要集中在油气泄漏机理和水幕参数的优化上, 很少考虑油气压力对渗流场的影响。当洞室附近油气压力大于周围的水压时, 洞库顶部积聚的油气会泄漏到围岩甚至大气中, 对环境产生极大危害<sup>[24-26]</sup>。此外, 由于水封洞库独特的存储机制, 施工期和运行期都会有地下水渗入洞库, 以往的研究多关注施工期洞室开挖及运行期不同水幕参数对涌水量的影响, 很少有人研究运行期油气压力对洞室涌水量的影响。本文采用有限元数值模拟方法, 以某石油储备地下水封洞库为依托, 考虑油气压力对渗流场的影响, 采用多物理场耦合软件 COMSOL Multiphysics 模拟地下水封石油洞库储油运行期在不同油气压力下的地下水位、油气泄漏及洞室涌水量的变化规律, 以及洞库不同油位对涌水量的影响, 确定合理的油气压力。研究成果可为水封油库洞室顶部油气压力的调控提供参考。

## 1 数值模拟理论与方法

地下水在洞库周围缓慢流动, 满足达西定律。地下水流动的控制方程为:

$$\rho S_p \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla(\rho u) = Q_m \quad (1)$$

$$u = -\frac{k}{\mu_w}(\nabla p + \rho g) \quad (2)$$

式中:  $\rho$  为水的密度( $\text{kg}/\text{m}^3$ );  $S_p$  为储水系数( $1/\text{Pa}$ );  $p$  为孔隙水压力( $\text{Pa}$ );  $Q_m$  为质量源项( $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ );  $\mu_w$  为水的动力黏度( $\text{Pa} \cdot \text{s}$ );  $u$  为流速( $\text{m}/\text{s}$ );  $k$  为岩体渗透率( $\text{m}^2$ );  $g$  为重力加速度( $\text{m}/\text{s}^2$ )。

洞室涌水量可以通过对速度积分来计算。由于油气与水不相容, 不同油气压力下的油气泄漏可以基于气-液两相流理论模型进行描述。两相的质量守恒方程由多孔介质相传递接口给出, 其控制方程为:

$$\begin{cases} \partial(\varepsilon_p \rho) / \partial t + \nabla(\rho u) = 0 \\ u = -k / \mu (\nabla p + \rho g) \\ \rho = s_w \rho_w + s_g \rho_g \\ 1 / \mu = s_w k_{rsw} / \mu_w + s_g k_{rsg} / \mu_g \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $\varepsilon_p$  为孔隙率;  $k_{rsw}$  和  $k_{rsg}$  分别为水和气的相对渗透率;  $k$  为多孔介质的渗透率;  $\rho_w$  和  $\rho_g$  为水和气的密度( $\text{kg}/\text{m}^3$ );  $\mu_w$  和  $\mu_g$  分别为水相与气相的动力黏度( $\text{Pa} \cdot \text{s}$ );  $s_w$  和  $s_g$  为水相和气相的饱和度, 满足  $s_w + s_g = 1$ 。

毛细压力模型选取 Brooks-Corey 模型, 两相的相对渗透率为:

$$\overline{s}_g = (s_g - s_{rg}) / (1 - s_{rg} - s_{rw}) \quad (4)$$

$$\overline{s}_w = (s_w - s_{rw}) / (1 - s_{rg} - s_{rw}) \quad (5)$$

$$k_{rsw} = \overline{s}_w^{(3+2/\lambda_p)} \quad (6)$$

$$k_{rsg} = \overline{s}_g^2 \left( 1 - (1 - \overline{s}_g)^{(1+2/\lambda_p)} \right) \quad (7)$$

式中:  $\overline{s}_w$  与  $\overline{s}_g$  分别为平均水、气相饱和度;  $s_{rw}$  和  $s_{rg}$  分别为水、气相的残余饱和度;  $\lambda_p$  为 Brooks-Corey 模型的孔隙分布指数。

为模拟不同油气压力作用下的洞室油气泄漏规律及涌水量的变化规律,使用 COMSOL Multiphysics 有限元模拟软件的多孔介质多相流耦合接口,将达西定律与多孔介质相传递物理场进行耦合求解,方程为:

$$\frac{\partial \varepsilon_p \sum_i \rho_{si} s_i}{\partial t} + \nabla \cdot \sum_i N_i = 0 \quad (8)$$

$$\bar{\rho} = \sum_i \rho_i s_i \quad (9)$$

$$\bar{\mu} = \frac{\bar{\rho}}{\sum_i \frac{k_{rsi} \rho_{si}}{\mu_i}} \quad (10)$$

式中:  $\bar{\rho}$  为流体的平均密度 ( $\text{kg}/\text{m}^3$ );  $i$  取水相 (w) 与气相 (g);  $\bar{\mu}$  为流体平均动力黏度 ( $\text{Pa}\cdot\text{s}$ )。

## 2 油气压力数值模拟

某地下水封石油洞库的设计库容为  $500 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。洞库区分成 4 组洞罐,每组洞罐 2 个洞室,每 2 个主洞室之间通过连接巷道组成一个罐体,主洞室断面为直墙圆拱,跨度为 20 m、高度 30 m,洞顶高程 -80 m,底板高程 -110.00 m。主洞室顶板以上 25 m 处设置水幕系统<sup>[27]</sup>。

库址区内的含水介质主要是燕山期细粒二长花岗岩、中细粒正长花岗岩和第四纪覆盖层,根据场地钻孔水位观测资料及场地外围水文地质调查资料,场地内水位标高为 12~122m。为分析库区不同深度岩体渗透系数及其分布规律,勘察布置若干水文地质试验孔,以压水试验为主,脉冲和注水试验为辅,获得了试验钻孔中渗透系数分布特征。孔内试验成果显示试验段渗透系数与深度、标高无明显关系,超过 72% 的试验段渗透性等级为极微透水,总体上反映了岩体的低渗透性。通过分析库区水幕层和主洞室层渗透系数空间分布特征,可知场区内渗透系数具有分区现象,按照区内相似、各区间相异的原则,将整个库区划分为两个区(见图 1)。为提高数值模拟计算结果的准确性,根据库区渗透系数分布特征、钻探和物探成果及综合考虑现场地形与地质构造的分布情况, I 区取等效渗透系数为  $8.5 \times 10^{-4} \text{ m/d}$ , II 区为  $1.1 \times 10^{-3} \text{ m/d}$ 。

图 2 为库区地质构造图<sup>[27]</sup>,本文主要研究地下水封石油洞库在储油期不同油气压力下的油气泄漏及涌水量变化规律,在施工期已对断层、节理密集带等导水结构层及时注浆堵漏,因此,为简化计算,忽略断层、节理密集带等导水结构层的影响。由于库区西南侧岩石完整性好,可以更好地反映油气压力变化对渗流场的影响,因此计算模型取自位于库区西南侧的相邻 3 个洞室,见图 2 框选部分。采用多物理场耦合软件 COMSOL Multiphysics 建立二维等效连续介质模型。

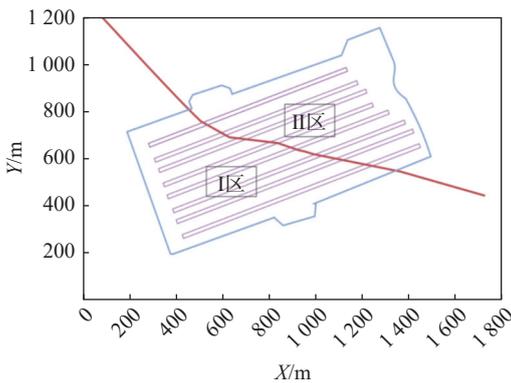


图 1 渗透系数分区示意

Fig. 1 Schematic diagram of permeability coefficient partition

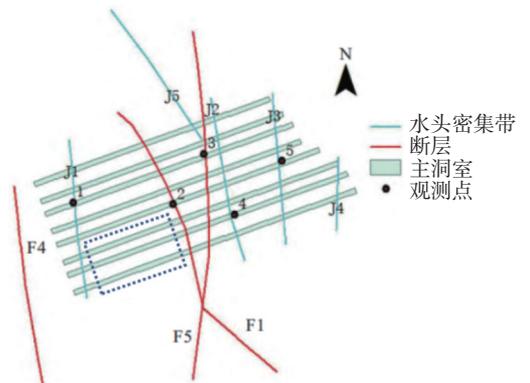


图 2 库区地质构造图<sup>[27]</sup>

Fig. 2 Geological structure map of the storage area<sup>[27]</sup>

模型模拟范围长 282 m、高 180 m, 由 3 个储油洞室及水幕系统组成, 计算网格单元数为 47 657。左右边界距两侧洞室外侧距离均为 65 m, 底部边界至洞底距离为 40 m, 洞室之间距离分别为 57、35 m。主洞室顶板以上 25 m 处设置水幕系统(图 3)。对于地下水渗流边界条件, 模型左右边界为压力边界条件, 顶、底部为无流动, 水幕孔压力为 0.3 MPa, 以洞室开挖 3 年后的静水压力场为初始值。本文算例中, 忽略水垫层的厚度, 洞库拱顶、侧壁和底板边界根据油气压力、储油压力分别施加。对于两相传递场的边界条件, 模型左右边界、水幕孔为液相边界, 洞库顶拱设为气相边界; 考虑油气主要积聚在洞室顶部, 本文主要研究不同油气压力下的油气泄漏。因此, 洞库侧壁、底板按液相边界设置。模型底部边界为无通量边界, 考虑油气有可能进入大气, 模型顶部边界设为流出边界。模型计算区域位于洞室西南侧, 由于岩体整体渗透性较低, 渗透系数与深度、标高无明显关系, 选用等效连续介质模型可以反映整体渗透性, 因此根据库区岩土工程勘察报告选取等效渗透系数为  $8.5 \times 10^{-4}$  m/d, 孔隙率  $\varepsilon_p$  为 0.05。流体参数参考相关文献<sup>[28]</sup>, 取水密度  $\rho_w$  为 1 000 kg/m<sup>3</sup>, 水动力黏度  $\mu_w$  为 0.001 Pa·s, 油气密度  $\rho_g$  为 3.125 kg/m<sup>3</sup>, 油气动力黏度为  $2 \times 10^{-5}$  Pa·s, 油品密度为 850 kg/m<sup>3</sup>。通过调整油气压力大小, 可以获取不同油气压力下的地下水位、油气泄漏与洞室涌水量的变化规律。对洞库经 3 a 施工期后在储油运行 50 a 的情况进行分析, 设定工况 1~8 对应的油气压  $p_g$  分别为 0.05、0.10、0.15、0.20、0.25、0.30、0.35、0 MPa。

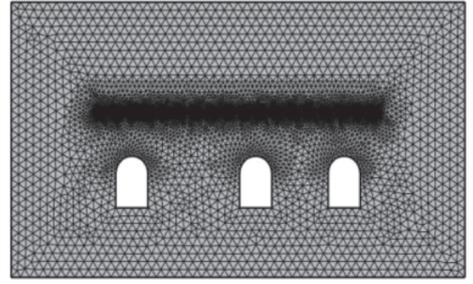


图 3 计算模型网格划分

Fig. 3 Grid division of the computational model

3 不同油气压力下的渗流场分析

地下洞室的开挖会改变洞库区的渗流场分布, 在研究储油期油气压力对渗流场的影响时, 需要考虑施工开挖后洞室的地下水位与孔隙水压力的分布。图 4 为施工期在无水幕与有水幕系统下洞室开挖 3 a 后的孔隙水压力与地下水位分布。可见, 洞室开挖后, 洞顶上方的水位下降形成了一个降落漏斗。无水幕时, 洞室开挖导致洞顶上方水迅速疏干, 洞顶直接与大气接触, 此时储油后会发生油气外溢; 有水幕系统时, 由于水幕系统的补水作用, 洞顶上方的水位下降幅度较小, 阻止了大规模降落漏斗的形成, 可保证洞室的水封性能。因此, 为了确保洞室的水封效果, 防止油气外溢, 需要在洞室上方设置水幕系统。

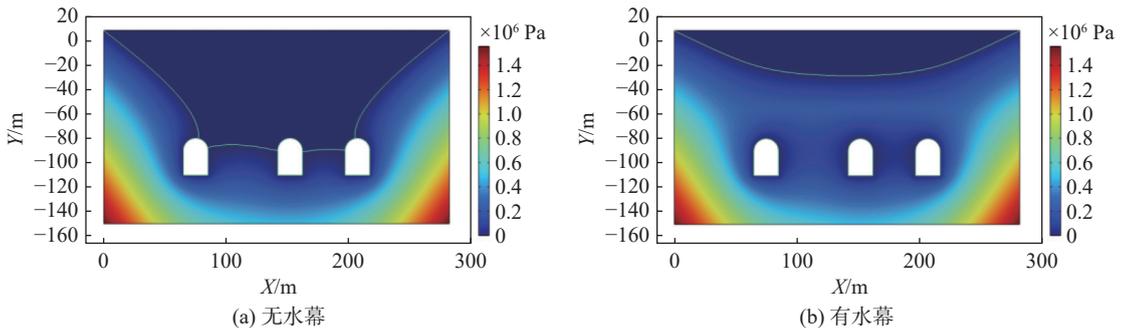


图 4 洞室开挖 3 a 后的孔隙水压与地下水位分布

Fig. 4 Pore water pressure and groundwater level distribution of the chamber after 3 a excavation

图 5 为洞室顶部无油气压(0 MPa)与有油气压(0.35 MPa)的地下水位。可见洞室顶部的油气压力会对地下水位的高度产生影响, 这说明油气压力会影响洞室周围渗流场。图 6 为不同油气压力下的地下水位至

水幕的距离。由图6可知,相比于无油气压力的情况,油气压力会使地下水位上升,且随着油气压力的增大,地下水位至水幕的距离由26.88 m增至31.22 m,呈线性增大。这说明在储油运行期,洞室顶部的油气压力会对渗流场产生一定影响,当油气压力增加时,地下水位升高,有利于减少地下水的损失。

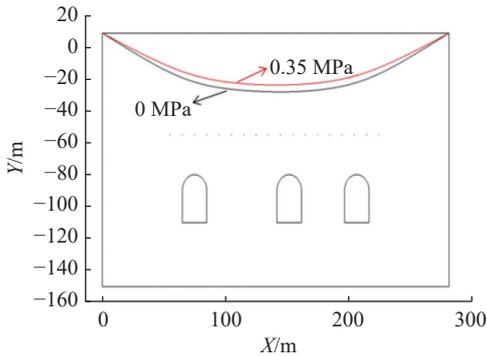


图5 不同油气压力下的地下水位

Fig. 5 Groundwater levels under different oil and gas pressures

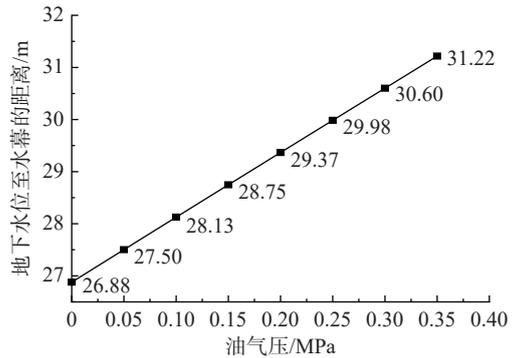


图6 不同油气压力下地下水位至水幕的距离

Fig. 6 Distance from groundwater level to water curtain under different oil and gas pressures

本文从油气压力与油气泄漏量和洞室涌水量的变化关系出发,通过调整油气压力,获取不同油气压力下的油气泄漏及涌水量变化规律,从而评估油气压力变化对渗流场的影响程度。

### 3.1 油气压力对油气泄漏的影响分析

为保障洞库的正常运行,洞室顶部需要维持一定的气体压力,控制油气泄漏在一定范围内的同时使涌水量最小的气体压力为临界气体压力。当洞室内的油蒸气压力未达到临界气体压力时,需注入氮气,此时洞室的气体由油蒸气与氮气组成;当洞室内的油蒸气压力超过临界气体压力时,需向外抽取油蒸气。对于油气泄漏而言,由于氮气属于惰性气体,对环境较为友好;当洞室顶部的油气全为油蒸气时,为最不利的情况。因此,进行油气泄漏模拟时,将洞室顶部的油气视为油蒸气。

图7为储油期不同油气压力下50 a后的油气饱和度云图。洞室顶部存在油气压时,便在洞顶上方一定范围处形成油气泄漏区,随着油气压力的增大,油气不断向外扩散,泄漏区面积不断增加。当油气压力小于0.20 MPa时,油气向上泄漏控制在一定范围内,保证了水封有效性,见图7(a)~图7(d);而当油气压力超过0.20 MPa时,油气迅速向上扩散,扩散至水幕孔,导致水幕系统失效,水封失效,见图7(e);随着油气压力的继续扩大,油气继续向上泄漏,直至泄漏至地下水位,导致大量油气在地表附近聚集及进入大气,对环境产生严重污染与危害,见图7(f)~图7(g)。

为了计算不同油气压下的油气泄漏量,采用唐栋等<sup>[17]</sup>定义的油气泄漏量公式:

$$A = \iint s_g \varepsilon_p dS \quad (11)$$

式中:  $s_g$  为油气相的体积分数;  $\varepsilon_p$  为孔隙率。

图8为不同油气压下油气泄漏量与竖向泄露距离。由图8可知,当油气压小于0.20 MPa时,油气泄漏量从13.27 m<sup>2</sup>增至17.00 m<sup>2</sup>,平均增速为13.36%,趋势较为平缓;竖向泄露距离从11.54 m增至18.67 m,小于水封厚度25 m,水封性好。油气压达0.25 MPa后,油气泄漏量从17 m<sup>2</sup>迅速增至42.1 m<sup>2</sup>,增速高达148.12%;竖向泄露距离从18.67 m增至43.23 m,超过水封厚度,水封性能失效。随着油气压力的继续增大,油气泄漏量迅速增加,竖向泄露距离增至88.64 m,油气泄漏至地面。图9为竖向泄露距离的拟合曲线。由图9可知,竖向泄露距离随油气压的增大呈指数函数分布。根据拟合公式得到,竖向泄露距离为25 m时,对应的油气压力为0.21 MPa。因此当油气压小于0.21 MPa时,在水幕系统的作用下,竖向泄露距离小

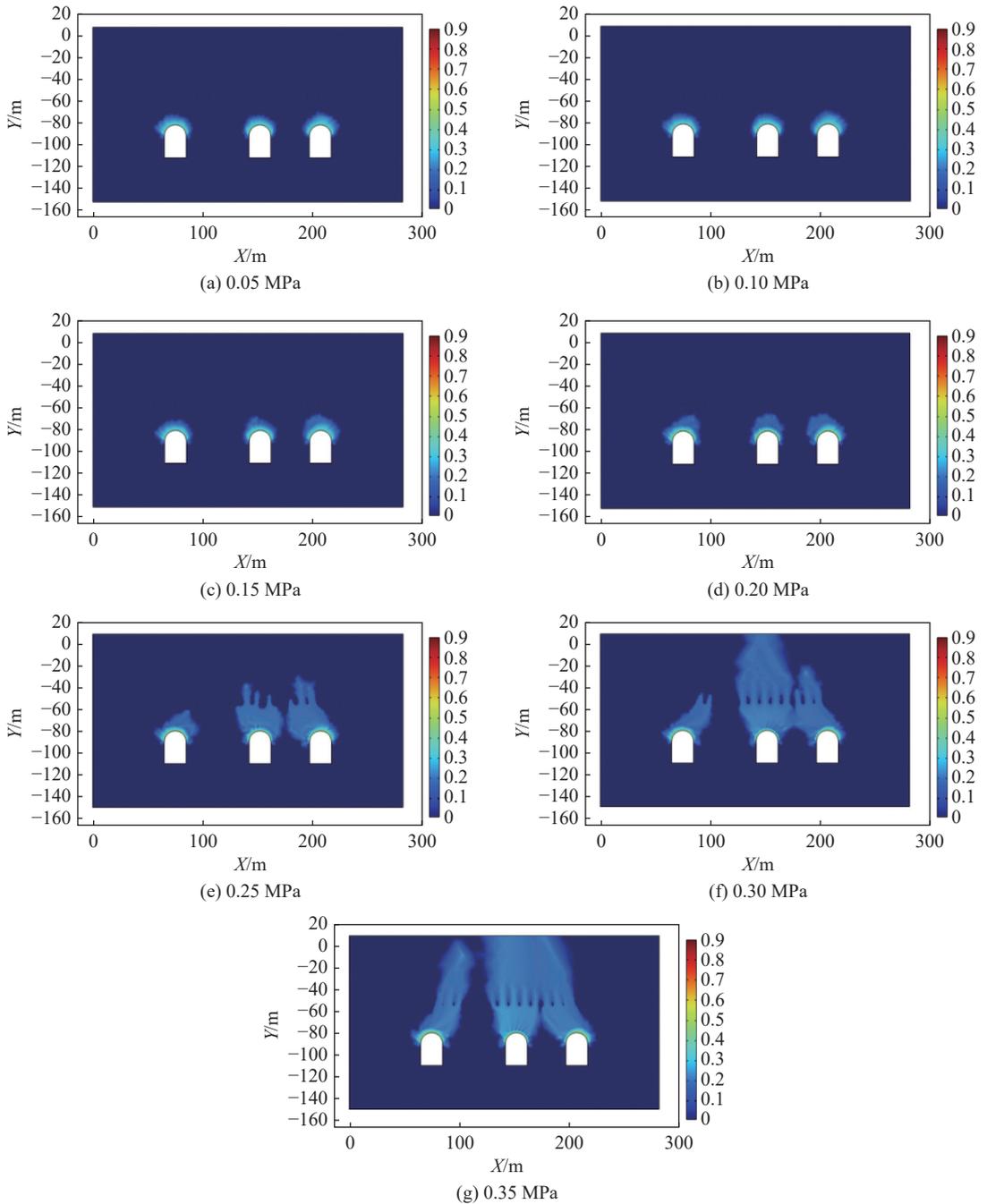


图 7 不同工况下 50 a 后油气饱和度分布云图

Fig. 7 Saturation distribution cloud map of oil and gas after 50 a under different working conditions

于水封厚度,使油气泄漏量控制在一定范围内,满足水封性。而当油气压超过 0.21 MPa 后,洞室附近的水压小于油气压,油气迅速向上扩散,超过水封厚度,导致水封性能失效,油气泄漏量迅速增加。由此可见,应控制洞库内的油气压力,因为油气压力的增加可能会扩大油气泄漏区,突破洞室以上的水封厚度,增大泄漏风险。当地下水封石油洞库运营期水幕压力为 0.30 MPa 时,为了保证水封安全,防止油气泄漏,应控制洞室油气压小于 0.21 MPa。

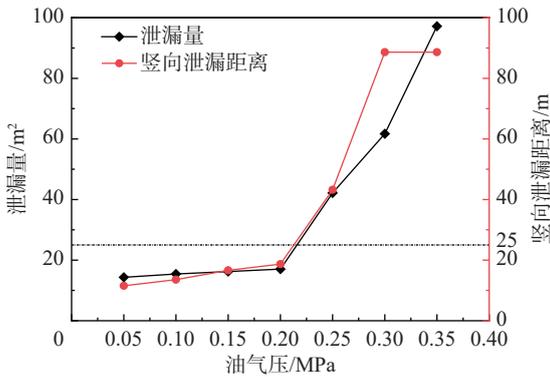


图8 不同油气压下的油气泄漏量与竖向泄漏距离

Fig. 8 Oil and gas leakage amount and vertical leakage distance under different oil and gas pressures

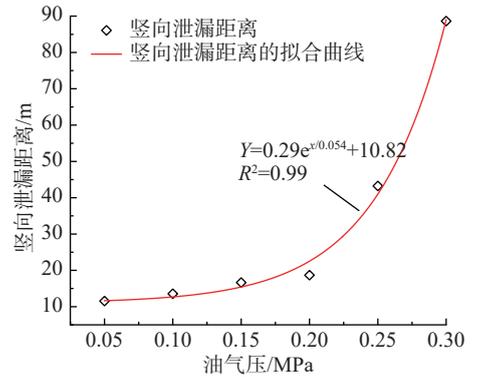


图9 不同油气压下的竖向泄漏距离拟合曲线

Fig. 9 Fitted curve of vertical leakage distance under different oil and gas pressures

### 3.2 油气压对洞室涌水量的影响分析

洞室顶部油气压会对渗流场产生影响。图 10~11 为不同油气压下的主洞室涌水量与水幕供水量。可见随着油气压力的增加,洞室涌水量呈线性下降趋势。对比洞室顶部没有油气压力的工况,发现洞室存在油气压力的时候,会显著降低洞室内的涌水量,随着油气压力的增加,洞室涌水与水幕注水量逐渐减少,对比油气压为 0 与 0.2 MPa,洞室涌水量从 453.4 m³/d 降低到 331.9 m³/d。这说明洞室顶部的油气压有助于维持油库的压力平衡,可以有效防止因地下水压力过大而导致的过多洞室涌水量,从而降低水幕注水成本。单从洞室涌水量的角度看,油气压越大,水幕供水与洞室涌水量越小,能降低生产成本,经济效益越好。但油气压过大会导致油气迅速泄漏,导致水封性能失效。

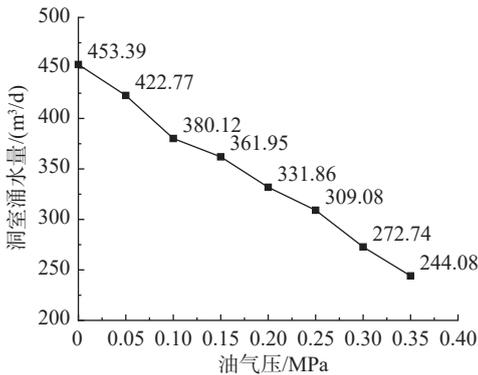


图10 不同油气压下的洞室涌水量

Fig. 10 Water inflow into the cavern under different oil and gas pressures

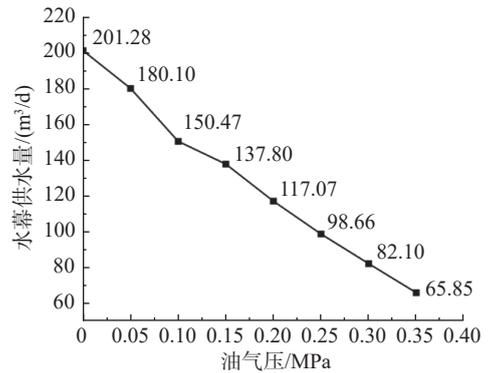


图11 不同油气压下的水幕供水量

Fig. 11 Water supply of the water curtain under different oil and gas pressures

在洞室储油运行过程中,油位不时变化,通过调节油气压,可以控制洞库中的油位,便于储油产品的提取和注入。洞室内油气的体积不断变化,会对洞室涌水量产生影响。为了研究洞室内油气体积对水封安全及洞室涌水量的影响,模拟了 0.2 MPa 油气压下,5、10、15、20、25 m 处不同油位时对应的洞室涌水量。

不同油位下的洞室涌水量和水幕供水量见表 1。可见,油气压为 0.2 MPa 时,随着洞室内油位从 5 m 上升到 25 m,洞室总涌水量从 387.48 m³/d 降低到 314.04 m³/d,而水幕系统供水量从 124.03 m³/d 降低到 112.16 m³/d,说明高运行油位使洞室涌水量与水幕供水量降低,洞室抽水与水幕注水成本随之降低。与洞室内气体压力为 0 (工况 F) 相比,相同油位但油气压为 0.2 MPa (工况 D) 的洞室涌水量降低了 104.81 m³/d,水

幕供水量降低了 84.22 m<sup>3</sup>/d, 这表明洞室顶部的油气压会显著抑制地下水涌入洞室, 并减少水幕注水量。油位越高, 液态油品体积越大, 油气体积越小, 对应的洞室涌水量及水幕注水量越小。为了减少洞室抽水的成本, 储油产品提取后需要及时补充, 以保持相对较高的油位。

表 1 不同油位下洞室涌水量

Tab. 1 Cavern water inflow under different oil levels

工况	油位/m	油气压/MPa	水幕供水量/(m <sup>3</sup> /d)	洞室涌水量/(m <sup>3</sup> /d)			
				洞室1	洞室2	洞室3	全部洞室
A	5	0.2	124.03	151.03	92.51	143.94	387.48
B	10	0.2	122.52	145.97	86.79	138.50	371.25
C	15	0.2	120.29	133.50	76.905	126.11	350.80
D	20	0.2	117.07	133.35	74.674	125.69	333.72
E	25	0.2	112.16	126.16	69.09	118.79	314.04
F	20	0	201.29	180.40	106.31	168.89	455.61

## 4 讨 论

地下水封石油洞库油气压力对渗流场的影响体现在两方面: 一是油气压力会在洞室周边产生一定范围的油气泄漏区, 导致油气扩散, 污染水源; 二是产生的油气泄漏区会抑制地下水涌入洞室, 使地下水位升高, 减少运营成本。因此, 合理调控油气压力非常重要。

确定合理的油气压力需要同时考虑油库的水封安全和经济成本。使用过小的油气压力, 过分强调水封安全将会导致水幕系统供水过多, 洞室涌水量大幅增加, 从而影响储油能力, 产生高昂的成本; 而使用过大的油气压力, 过分强调洞库的水封经济性, 虽会降低水幕系统的运营成本, 但可能会导致洞室附近的地下水压力小于油气压力, 导致油气泄漏突破水封厚度, 增大油气的泄漏量与泄漏范围, 污染地下水资源和地表生态环境。

参照 Liu 等<sup>[29]</sup>提出的水封效率计算方法, 为保证地下水封石油洞库安全与经济的运行, 在确定合理油气压力时同时考虑油气泄漏量  $A$  与洞室涌水量  $Q$ , 建立水封效率量化指标  $I_e$ , 以表征单位油气泄漏下的日涌水量, 其计算公式见式 (14)。已知当油气压力大于 0.21 MPa 时, 竖向泄漏距离超过 25 m, 大于水封厚度, 水封失效, 水封量化指标  $I_e$  此时没有意义。因此本文只讨论油气压力小于 0.21 MPa 时工况。 $I_e$  越小, 单位油气泄漏量下日涌水量越小, 水封效率越高。

$$I_e = \frac{Qt}{AL}, \quad P \leq 0.21 \text{ MPa} \quad (12)$$

式中:  $L$  为洞室长度(m);  $t$  为运行时间(d)。

图 12 为不同油气压下的泄漏量与洞室涌水量拟合曲线。将泄漏量与洞室涌水量拟合方程代入式 (14), 得到不同油气压力下的水封量化指标 (图 13)。可见, 随着油气压力的增加, 水封量化指标  $I_e$  呈线性趋势下降, 油气压力为 0.21 MPa 时,  $I_e$  最小为 0.013, 但此时竖向泄漏距离为 25 m, 存在突破水封厚度导致水封失效的可能。因此, 为了留有一定的安全裕度, 取油气压力为 0.20 MPa, 此时竖向泄漏距离为 18.67 m, 水封性能良好。

本文基于气液两相流理论对地下水封石油洞库在储油期的地下水位的波动、油气泄漏与洞室涌水量变化规律进行了研究, 发现本文所对应的案例洞室上方油气压力为 0.20 MPa 时, 可以在经济性的前提下保证水封安全, 并留有一定的安全裕度。

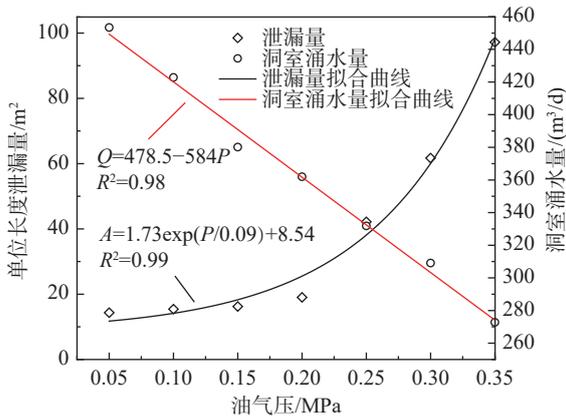


图 12 不同油气压下的泄漏量与洞室涌水量拟合曲线

Fig. 12 Fitted curve of leakage amount and cavern water inflow under different oil and gas pressures

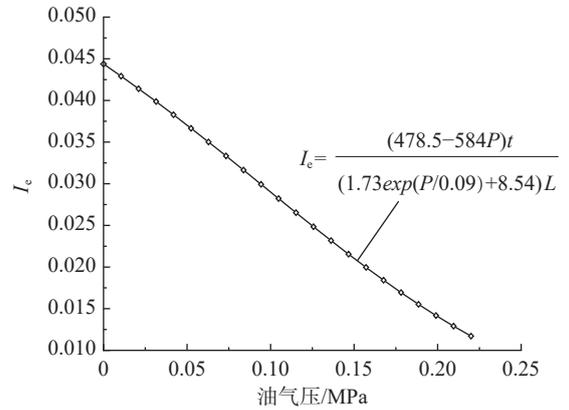


图 13 不同油气压下的水封量化指标

Fig. 13 Quantitative indicators of water sealing under different oil and gas pressures

## 5 结 语

本文依托某地下水封石油洞库工程,基于气液两相流理论,研究了洞室在不同油气压力下的地下水位、油气泄漏与涌水量的变化规律,并分析了不同油位高度对洞室涌水量的影响,得出如下结论:

(1)油气压力会对洞室周围的渗流场产生影响,具体表现为油气压力越大、地下水位越高、洞库周围的油气泄漏范围与泄漏量越大、对应的洞室涌水量与水幕供水量越小。

(2)在洞室储油运行过程中,油位不时变化,不同的油位高度会对洞室涌水量产生影响。油位越高,液态油品体积越大,油气体积越小,对应的洞室涌水量及水幕注水量越小。考虑到油库的水封安全与储油成本,油库应保持较高的油位运行。

(3)水封量化指标 $I_c$ 可作为判断水封效率的指标, $I_c$ 越小,对应单位泄漏下的日涌水量最小,水封效率越高。

目前对于油气压力对渗流场影响方面的研究较少,尤其在油气泄露方面的研究往往采用等效连续介质模型,具有一定的局限性。如何建立起三维精细化模型来研究油气压力对油气泄漏的规律,以准确评估油气泄漏量并建立准确的水封量化指标,是进一步研究的一个重要方向。

## 参 考 文 献:

- [1] 冯树荣, 蒋中明, 张金龙, 等. 地下水封石油洞库水封准则研究[J]. *岩土工程学报*, 2014, 36(5): 886-891. (FENG Shurong, JIANG Zhongming, ZHANG Jinlong, et al. Water sealing criteria for underground oil storage in unlined rock Caverns[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2014, 36(5): 886-891. (in Chinese))
- [2] CHEN Y F, ZHOU C B, ZHENG H. A numerical solution to seepage problems with complex drainage systems[J]. *Computers and Geotechnics*, 2008, 35(3): 383-393.
- [3] LI Y, CHEN Y F, JIANG Q H, et al. Performance assessment and optimization of seepage control system: a numerical case study for Kala underground powerhouse[J]. *Computers and Geotechnics*, 2014, 55: 306-315.
- [4] LI Y, CHEN Y F, ZHANG G J, et al. A numerical procedure for modeling the seepage field of water-sealed underground oil and gas storage Caverns[J]. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2017, 66: 56-63.
- [5] LU M. Finite element analysis of a pilot gas storage in rock cavern under high pressure[J]. *Engineering Geology*, 1998, 49(3/4): 353-361.
- [6] ÅBERG B. Prevention of gas leakage from unlined reservoirs in rock[C]// *Storage in Excavated Rock Caverns: Rockstore 77*.

- Amsterdam: Elsevier, 1978: 399-413.
- [7] GOODALL D C, ÅBERG B, BREKKE T L. Fundamentals of gas containment in unlined rock caverns[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 1988, 21(4): 235-258.
- [8] ZHANG Q H, LIU Q B, HE G F. Reexamining the necessity of adding water curtain borehole with improved understanding of water sealing criterion[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2020, 53(10): 4623-4638.
- [9] LI Z K, LU B Q, ZOU J, et al. Design and operation problems related to water curtain system for underground water-sealed oil storage caverns[J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2016, 8(5): 689-696.
- [10] 乔丽苹, 王菲, 王者超, 等. 地下水封石油洞库竖直水幕设计参数及其影响分析[J]. *岩土工程学报*, 2024, 46(7): 1525-1533. (QIAO Liping, WANG Fei, WANG Zhechao, et al. Design parameters for vertical water curtains and their effect on underground water-sealed oil storage caverns[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2024, 46(7): 1525-1533. (in Chinese))
- [11] 黄圣楠, 胡成. 某地下水封洞库水幕多孔联合试验参数分析[J]. *地下空间与工程学报*, 2022, 18(4): 1266-1275. (HUANG Shengnan, HU Cheng. Parameter analysis of multi-hole joint test for water curtain of the underground water-sealed cavern[J]. *Chinese Journal of Underground Space and Engineering*, 2022, 18(4): 1266-1275. (in Chinese))
- [12] 赵科锋, 王锦国, 黄倩, 等. 包气带中轻非水相流体运移速率的研究[J]. *工程勘察*, 2016, 44(3): 34-41. (ZHAO Kefeng, WANG Jinguo, HUANG Qian, et al. Study on migration rate of LNAPL in vadose zone[J]. *Geotechnical Investigation & Surveying*, 2016, 44(3): 34-41. (in Chinese))
- [13] 赵科锋, 王锦国. 包气带中裂隙对轻非水相流体运移和分布影响的模拟研究[J]. *水利学报*, 2016, 47(7): 891-899. (ZHAO Kefeng, WANG Jinguo. Simulation of fracture impacts on light non-aqueous phase liquids migration and distribution in the unsaturated zone[J]. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2016, 47(7): 891-899. (in Chinese))
- [14] YAMAMOTO H, PREUSS K. Numerical simulations of leakage from underground LPG storage caverns[D]. San Francisco: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2004.
- [15] HU C, CHEN G, YANG R, et al. A case study on optimum identification of water curtain hydraulic pressure using three-phase flow numerical simulation[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2019, 78(10): 300.
- [16] 郭得福, 陈刚, 党娜. 多相流地下水封液化石油洞库水幕系统的性能评价[J]. *油气储运*, 2020, 39(9): 1002-1011. (GUO Defu, CHEN Gang, DANG Na. Performance assessment on water curtain system for multiphase flow water-sealed underground liquefied petroleum storage Caverns[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2020, 39(9): 1002-1011. (in Chinese))
- [17] 唐栋, 简回香, 王存利, 等. 基于两相流的水封油库油气泄漏运移规律及控制措施[J]. *长江科学院院报*, 2024, 41(2): 173-180. (TANG Dong, JIAN Huixiang, WANG Cunli, et al. Migration law and control measures of oil vapor leakage from underground oil storage cavern based on two phase flow[J]. *Journal of Changjiang River Scientific Research Institute*, 2024, 41(2): 173-180. (in Chinese))
- [18] 时洪斌, 刘保国. 水封式地下储油洞库人工水幕设计及渗流量分析[J]. *岩土工程学报*, 2010, 32(1): 130-137. (SHI Hongbin, LIU Baoguo. Design and seepage discharge analysis of artificial water curtains for water sealed underground petroleum storage caverns in rock[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2010, 32(1): 130-137. (in Chinese))
- [19] WANG Z C, LI S C, QIAO L P. Design and test aspects of a water curtain system for underground oil storage caverns in China[J]. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2015, 48: 20-34.
- [20] LIN F, LUAN H B. TEM improves groundwater inflow estimates in underground storage[J]. *Oil Gas Journal*, 2015, 113(11): 78-87.
- [21] 蒋中明, 肖喆臻, 唐栋, 等. 基于裂隙渗流效应的水封油库涌水量预测分析[J]. *岩土力学*, 2022, 43(4): 1041-1047, 1082. (JIANG Zhongming, XIAO Zhezhen, TANG Dong, et al. Prediction of water inflow in water-sealed oil storage caverns based on fracture seepage effect[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2022, 43(4): 1041-1047, 1082. (in Chinese))
- [22] XU Z H, GAO B, LI S C, et al. A groundwater seal evaluation method based on water inflow for underground oil storage caverns[J]. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2018, 82: 265-277.
- [23] XU Z H, BU Z H, GAO B, et al. Sensitivity analysis and prediction method for water inflow of underground oil storage caverns in fractured porous media[J]. *International Journal of Geomechanics*, 2021, 21(2): 4020251.
- [24] 王者超, 陆宝麒, 李术才, 等. 地下水封石油洞库施工期安全风险评估研究[J]. *岩土工程学报*, 2015, 37(6): 1057-1067.

- (WANG Zhechao, LU Baoqi, LI Shucui, et al. Risk assessment for an underground crude oil storage facility with water-curtaining system during construction phase[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2015, 37(6): 1057-1067. (in Chinese))
- [25] 秦之勇, 高锡敏. 我国水封石洞油库研究现状及思考[J]. 长江科学院院报, 2019, 36(5): 141-148. (QIN Zhiyong, GAO Ximin. Research status and thinking about underground oil storage in rock caverns in China[J]. *Journal of Yangtze River Scientific Research Institute*, 2019, 36(5): 141-148. (in Chinese))
- [26] LI Y T, ZHANG B, WANG L, et al. Key issues in water sealing performance of underground oil storage caverns: advances and perspectives[J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2023, 15(10): 2787-2802.
- [27] 刘忠, 赵晓, 李渊博, 等. 强烈非均质裂隙介质优先流及其工程意义: 以 HN 地下水封洞库为例[J]. 安全与环境工程, 2023, 30(6): 154-161,176. (LIU Zhong, ZHAO Xiao, LI Yuanbo, et al. Preferential flow in strongly heterogeneous fractured media and its engineering significance: a case study of HN underground water-sealed cavern[J]. *Safety and Environmental Engineering*, 2023, 30(6): 154-161,176. (in Chinese))
- [28] RAVANDI E G, RAHMANNEJAD R, MONFARED A E F, et al. Application of numerical modeling and genetic programming to estimate rock mass modulus of deformation[J]. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2013, 23(5): 733-737.
- [29] LIU H, QIAO L P, WANG S H, et al. Quantifying the containment efficiency of underground water-sealed oil storage Caverns: method and case study[J]. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2021, 110: 103797.

## Impact of oil and gas pressure on seepage field in underground water-sealed oil storage caverns

HAN Fuzhi<sup>1</sup>, XI Baoping<sup>1,2</sup>, DONG Yunsheng<sup>1</sup>, ZHAO Wenzhuo<sup>1</sup>, CAI Jiahao<sup>1</sup>, FAN Qiang<sup>1</sup>

(1. *College of Mining Engineering, Taiyuan University of Technology, Taiyuan 030024, China*; 2. *Key Laboratory of Insitu Property-improving Mining of Ministry of Education, Taiyuan 030024, China*)

**Abstract:** Underground water-sealed oil storage caverns represent an effective oil storage technology that typically employs an artificial water curtain system to maintain a stable groundwater level and prevent product leakage. The pressure of oil and gas within the cavern can influence the groundwater seepage field, creating an oil and gas leakage zone around the cavern, thereby affecting water inflow and leakage rates. The proper control of oil and gas pressure is crucial for ensuring the functionality of the water-sealing system and the long-term stability of the storage facility. Using finite element numerical simulation, this study investigates the evolution of oil and gas leakage and water inflow during the storage operation phase under varying oil and gas pressures, based on a specific underground water-sealed oil storage project. The results indicate that oil and gas pressure impacts the seepage field, with increased pressure expanding the leakage zone. Elevating the groundwater level can reduce water inflow and lower operational costs; however, as oil and gas pressure increases, the leakage zone expands, and leakage volume rises. When oil and gas pressure exceeds 0.2 MPa, rapid leakage occurs, spreading to the water curtain boreholes and eventually to the surface, causing significant environmental pollution due to the accumulation of oil and gas near the surface and its entry into the atmosphere. For the studied case, maintaining an oil and gas pressure at 0.2 MPa ensures no leakage and achieves the most economically reasonable control of water inflow.

**Key words:** water curtain system; oil and gas pressure; oil and gas leakage; water inflow; two-phase flow