

DOI: 10.11779/CJGE201405011

地下水封石油洞库水封准则研究

冯树荣¹, 蒋中明^{2*}, 张金龙¹, 熊小虎², 赵海斌¹, 梅松华¹

(1. 中南勘测设计研究院有限公司水能资源利用关键技术湖南省重点实验室, 湖南 长沙 410014; 2. 长沙理工大学水利工程学院, 湖南 长沙 410004)

摘要: 水封准则是地下水封石油洞库设计与运行管理的基础。为获取工程应用更加简便实用的地下水封石油洞库水封准则, 基于裂隙水流动阻力效应的研究, 建立了气压推动裂隙水迁移的油汽逃逸模型; 根据裂隙水迁移启动的临界条件, 推导了铅直裂隙和倾斜裂隙中裂隙水满足油封存的临界水封厚度计算公式, 讨论了临界水封厚度条件下洞库的原油水封效果。利用气液两相流数值分析成果和工程实际监测成果, 论证了提出基于临界水封厚度的地下水封石油洞库水封准则的正确性。

关键词: 地下水封石油洞库; 油汽逃逸; 临界水封厚度; 水封准则

中图分类号: TU457 文献标识码: A 文章编号: 1000-4548(2014)05-0886-06

作者简介: 冯树荣(1963-), 男, 江苏江都人, 博士, 教授级高级工程师, 主要从事岩土工程及水电工程设计方面的研究工作。E-mail: fengsr@msdi.cn。

Water sealing criteria for underground oil storage in unlined rock caverns

FENG Shu-rong¹, JIANG Zhong-ming², ZHANG Jin-long¹, XIONG Xiao-hu², ZHAO Hai-bin¹, MEI Song-hua¹

(1. Hunan Provincial Key Laboratory of Key Technology on Hydropower Development, HydroChina Zhongnan Engineering Corporation, Changsha 410014, China; 2. School of Hydraulic Engineering, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410004, China)

Abstract: The water sealing criterion is a base for the design and operational management of underground rock caverns for oil storage. To obtain a simple and practical criterion to evaluate the water sealing effect of unlined underground rock caverns for oil storage, a gas escaping model is established for describing the migration of fracture water owing to high gas pressure based on the researches on resistance force acting on the fracture water. According to the critical conditions of fracture water movement, a formula for calculating the critical water sealing height satisfying the gas sealing condition is deduced. Furthermore, the water sealing effect of oil and gas in the unlined rock caverns under the critical water sealing height is discussed. The validation of the suggested water sealing criterion is proved by the results of two-phase flow numerical analysis and in-situ measured data.

Key words: underground rock cavern for oil storage; oil and gas escape; critical water sealing height; water sealing criterion

0 引言

中国目前已正式进入到大规模地下水封石油洞库的建设阶段。地下水封石油洞库储油成功与否的关键在于洞库在施工及运行期间是否能保持足够的水体厚度^[1] (即洞库拱顶到地下水位之间的距离, 以下称为水封厚度)。由于水文地质条件的不同, 在施工开挖排水影响条件下, 不同的地下水封石油洞库上方地下水位变化特征差异很大: 当洞库围岩渗透系数较小时, 洞库上方将保留足够的水体厚度; 而当渗透系数较大时, 洞库上方的水体将处于“疏干”的非饱和状态^[2]。洞库上方水体厚度大小对水封条件的形成来说至关重要。由于洞库容积一般较大, 所储存原油多为低凝轻质原油, 在洞库进出油作业过程中将产生大量油汽, 尤其是在进油作业时, 油汽挥发量更大。

油汽的产生导致洞库的储存压力增加。当储存压力大于洞库上方水体的水封能力时, 积聚在洞库顶拱部位的油汽就会进入到大气中, 其后果是: 一方面损耗大量的原油资源; 另一方面由于油汽中含有氢烃、芳香烃和硫化物等有害物质, 污染大气, 危害人体健康, 甚至产生安全事故^[3]。由此可见, 地下水封洞库水封的不仅仅是洞库中的原油, 洞库中油汽的封存也是其中的关键因素之一。

关于水封洞库封存的判断准则, Aberg 通过研究

基金项目: “十二五”科技支撑计划课题(2012BAK03B04); 水能资源利用关键技术湖南省省重点实验室开放研究基金项目(PKLHD201305)

收稿日期: 2013-09-11

*通讯作者

LPG 储库洞室周围水压与储压的关系, 提出了垂直水力梯度准则。Aberg^[4]认为, 只要垂直水力梯度大于 1, 就可以保证储洞的密封性。但该准则忽略了重力、摩擦阻力以及毛细压力的影响、且水力梯度的精确计算较为困难, 该准则在工程应用上并不方便。后来, Goodall 等^[5]扩展了 Aberg 的垂直水力梯度准则, 建议在实际工程设计中可以基于一个更简单的原则, 即只要保证沿在远离洞室方向所有可能的渗漏路径上某段距离内水压力不断增大, 则可以保证不会发生气体泄漏。尽管防止气体泄漏的水封准则其形式比较简单, 但由于天然岩体裂隙的不规则, 在实际应用中可能出现各种困难^[6], 因此, 工程上水幕系统的设计应在结合实践经验、理论计算和现场水力测试的基础上进行。而这种做法工程上可行, 理论依据上存在不足。王者超等^[7]采用应力-渗流耦合理论分析了某地下石油洞库的自然水封性。本文尝试研究一种更为简便可行的基于洞库上方水体厚度大小的水封能力判别准则, 以供工程设计和管理人员参考决策。

1 洞库裂隙水渗流阻力推导

水封石油洞库在运行期, 将在洞库上方积聚一定压力的油气。当油气压力大于裂隙中的水封能力时, 裂隙水在油气压力的作用下而产生运动, 水流在运动过程所受到的阻力推导如下。

如图 1 所示, 设裂隙宽度为 b , 当渗流方向任意时, 根据水力梯度 i 的定义有

$$i = \frac{H_2 - H_1}{dl} = \frac{z_2 - z_1}{dl} + \frac{p_{w2} - p_{w1}}{\gamma_w dl} \quad (1)$$

式中, H_1 和 H_2 分别为上、下端面处的总水头, z_1 和 z_2 分别为上、下端面处的位置水头, p_{w1} 和 p_{w2} 分别为上、下端面处的压力, dl 为两端面之间的距离, γ_w 为水的重度。式 (1) 的微分形式为

$$i = \sin \alpha - \frac{\partial p_w}{\gamma_w \partial l} \quad (2)$$

式中, α 为裂隙倾角。裂隙倾斜时, 压力梯度与水力梯度的关系式为

$$\frac{\partial p_w}{\partial l} = (\sin \alpha - i) \gamma_w \quad (3)$$

根据流线方向上的平衡条件 $\sum L = 0$, 可得

$$b p_w - b \gamma_w \sin \alpha dl - f dl - b(p_w - p_{w,l}) dl = 0 \quad (4)$$

式中, b 为裂隙宽度; $p_{w,l}$ 为裂隙水压力在流线方向导数, 且有 $\partial p_w / \partial l = p_{w,l}$; 式 (4) 经过整理可得水流在单位长度裂隙中运动时受到的阻力为

$$\begin{aligned} f &= -b \gamma_w \sin \alpha + b \partial p_w / \partial l \\ &= -b \gamma_w \sin \alpha + b (\sin \alpha - i) \gamma_w \\ &= -b \gamma_w i \end{aligned} \quad (5)$$

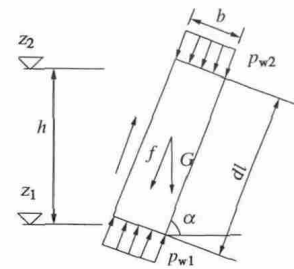


图 1 裂隙水流阻力示意

Fig. 1 Sketch of resistance of fracture water

2 临界水封厚度计算公式

2.1 裂隙铅直情况

研究表明, 当洞库拱顶存在铅直裂隙时, 该裂隙可能成为洞库中聚集的油品蒸汽的最短和最不利溢出通道。因此取洞库油品气相的最不利溢出通道进行研究。一般而言, 根据水封石油洞库的选址原则: 洞库位于地下水丰沛区域, 因此在洞库建设前, 洞库附近裂隙岩体都处于饱和状态, 故裂隙也处于饱和充水状态。在洞库建设过程中, 由于洞库开挖导致洞库区渗流场发生改变, 从而降低了洞库区附近裂隙中的水压力; 开挖结束后, 洞库上方裂隙水可能被排干, 也可能不会被排干^[1-3]。根据水封油库建设要求, 施工期一般不允许洞库上方的裂隙水被排干。水幕系统的设置能有效地维持洞库上方的地下水位高度^[8], 使得裂隙中始终充满一定厚度的水体。

裂隙中的水与油气压力相互作用。为了防止洞库顶拱积聚的油气溢出, 必须保证油气压力不能推动裂隙水运动。为研究裂隙水的受力情况, 选择图 2 (b) 所示情形进行研究。图 2 (c) 为洞库上方铅直裂隙中的裂隙水受力示意图, 图中, G 为裂隙水重力, f 为水流阻力 (大小等于渗透力, 方向相反), p_a 为大气压力, p_g 为原油封存后洞库顶部的油品蒸汽压力, P_{cA} 和 P_{cB} 分别为裂隙水端部受到的毛细力。

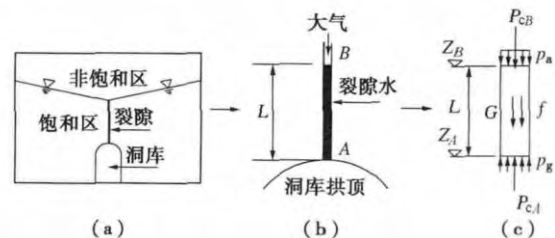


图 2 铅直裂隙水受力示意

Fig. 2 Forces acting on vertical fracture of rock

裂隙水在上述作用力的共同作用下沿裂隙流动或处于静止平衡状态 (临界状态)。当洞库中的气压较大, 而裂隙水重力和阻力较小时, 裂隙水在气体压力作用

下将向上运动,严重时导致洞库中的石油蒸汽进入大气中,从而污染洞库附近的空气,降低水封效果。为防止石油蒸汽通过裂隙逃逸进入大气,必须满足

$$bP_{cA} + bp_g - bp_a - Lf - \gamma_w bL - bP_{cB} = 0 \quad (6)$$

式中, b 为裂隙宽度, L 为裂隙中水体的长度, γ_w 为水的重度。式(6)就是要保证裂隙水在储油压力作用下,不向上运动。

考虑到毛细力大小与主要气水弯液面的曲率成正比,因此,对于同一宽度的裂隙,可以认为 $P_{cA} = P_{cB}$;同时考虑裂隙水流服从达西定律,其阻力大小等于水流运动产生的拖曳力,即 $f = bi\gamma_w$,当裂隙水在储油压力作用下产生向上运动的趋势时,裂隙岩体对裂隙水的阻力方向向下。于是式(6)变为

$$p_g - p_a - Li\gamma_w - \gamma_w L = 0 \quad (7)$$

式(7)中的水力梯度为

$$i = \frac{(z_B + p_a/\gamma_w) - (z_A + p_g/\gamma_w)}{L} \quad (8)$$

将式(8)代入式(7),同时应用关系式 $L = z_B - z_A$,经整理得

$$2(p_g - p_a) - 2\gamma_w L = 0 \quad (9)$$

于是,可得

$$L = (p_g - p_a)/\gamma_w \quad (10)$$

式(10)即为防止洞库石油蒸汽通过铅直裂隙逃逸的水封厚度准则。由此可见,封存油气压力越大,洞库上方需要的水柱高度越大。当天然地下水位不能满足要求时,就必须设置水幕系统来满足上述准则,否则洞库中聚集的油气就会逃逸进入到大气中。

2.2 裂隙倾斜情况

当洞库上方不存在铅直裂隙时,水封厚度的大小推导过程与铅直裂隙情况相同。图3给出了倾斜裂隙水体的受力示意图。

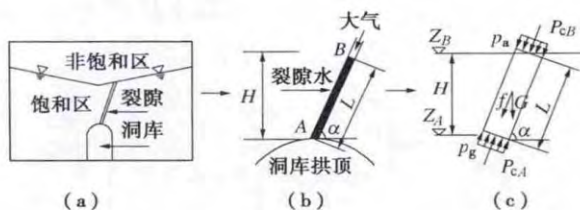


图3 倾斜裂隙水受力示意

Fig. 3 Forces acting on inclined fracture of rock

同样,为防止石油蒸汽通过倾斜裂隙逃逸进入到大气中,必须满足

$$bP_{cA} + bp_g - bp_a - Lf - \gamma_w bL \sin \alpha - bP_{cB} = 0 \quad (11)$$

式中, α 为裂隙倾角,其余符号意义同上。同样,考虑 $P_{cA} = P_{cB}$, $f = bi\gamma_w$,并结合式(8),由式(11)得

$$2(p_g - p_a) - \gamma_w(z_B - z_A) - \gamma_w L \sin \alpha = 0 \quad (12)$$

因为 $(z_B - z_A) = L \sin \alpha$,于是可得

$$H = (z_B - z_A) (p_g - p_a)/\gamma_w \quad (13)$$

式中, H 为水体的厚度,当取等号时, H 为临界水封厚度。

式(13)表明,为了防止油气从倾斜的裂隙中逃逸,倾斜裂隙中的水体在铅直方向上的厚度也必须大于 $(p_g - p_a)/\gamma_w$,该条件与油气从铅直裂隙中的逃逸准则得到的结果相同,因此,式(13)与式(10)一样,可以作为油汽水封判别准则。图2(c)、3(c)所示的受力模型即为油气不发生泄漏的油气逃逸模型。

由此可见,只要洞库上方岩体中的水体厚度满足式(13),不管岩体中分布的裂隙形态是铅直、还是倾斜的,积聚在洞库顶拱附近的油气都不会泄漏到大气中。

3 临界水封厚度与原油渗入关系

当洞库上方存在水盖层或水幕孔注水施工情况下,由于大型水封石油洞库施工期较长,在洞库施工结束后,正式储油前,洞库边墙中仍然有可能产生一定范围的非饱和区^[2]。文献[9]的模型试验成果也证明了这一论断。非饱和区的存在,为注入洞库的原油提供了进入岩体的通道。而原油一旦进入到岩体裂隙中,即使在后期地下水压力作用下,也不可能将已经进入岩体裂隙中的原油全部压回到洞库中。因此,无论是在施工期,还是在运行期,都需要确保洞库边墙岩体中的裂隙始终处于饱水状态。由于水比油重,只要裂隙始终处于饱水状态,边墙岩体裂隙中的水压力就始终会大于洞库相应位置的原油压力,从而将原油封存在洞库中。因此,从水封洞库中原油渗入岩体角度看,洞库拱顶上方的水盖层厚度只要满足密封油气逃逸的厚度,就能够阻止洞库中的原油渗入岩体中。

一般情况下,洞库上方的水体压力不可能与洞库中的油气压力达到完全平衡状态,因此,在运行期洞库围岩中的部分水分将渗入到洞库中,并积聚在洞库底部,形成一定厚度的水垫层。水垫层厚度过大将会影响洞库的储油容积,因此当水垫层达到一定厚度后,需要将积聚在洞库底部的水进行抽排。

4 讨论

根据式(8),不管裂隙中的水柱高度如何取值,如果储油压力 p_g 取1个大气压,即 $p_g = p_a$,在岩体中的裂隙为铅直情况下,由式(8)可知,水力梯度 i 将恒等于1,即自然满足 Aberg 提出的垂直水力梯度

准则。

在实际储油工况, 洞库上方的油气压力因原油的挥发等作用会不断增加, 而原油挥发形成的油气是不允许直接进入大气层的, 必须封存在洞库中。所以, 洞库中的油气压力一定大于大气压力, 即 $p_g > p_a$ 。由式 (8) 可知, 裂隙中的水力梯度一定小于 1, 即 $i < 1$, 不满足 Aberg 提出的垂直水力梯度准则。但根据式 (10) 或式 (13), 即使 $i < 1$, 但只要裂隙中的水柱高度满足式 (13), 油气在裂隙水的重力及裂隙水流阻力作用下, 仍然会被有效地封存在洞库中。

根据式 (13) 建议的水封准则, 可方便地确定出水幕系统的最小设置高度 $H_{\min} = L$ 和最小水封压力 $p_{\min} = p_a$ 。当水幕孔设置高度 $h < H_{\min}$, 为了使得式 (13) 的关系式满足要求, 必须要增大裂隙上端水幕孔位置处的水压, 即通过增加注水孔内的压力来使得式 (13) 右端的数值降低, 从而最终满足不等式 (13)。

中国现行 GB50455—2008《地下水封石油洞库设计规范》借鉴了国外的工程实践经验, 要求“洞室拱顶距设计稳定地下水水位垂直距离应按下式计算且不宜小于 20 m:

$$H_w = 100P + 15 \quad (14)$$

式中, H_w 为设计稳定地下水水位至洞室拱顶的垂直距离 (m); P 为洞室内的气相设计压力 (MPa)。”

如果洞库内气相设计压力取 0.2 MPa, 那么根据式 (14) 可得设计水封厚度 (稳定地下水水位至洞室拱顶的垂直距离) 为 35 m; 按照式 (13) 得到的临界水封厚度为 20 m。由此可见, 现行规范的做法是合理可行, 且具有一定的安全余度的。

油气逃逸准则的水封实质是: 要么通过足够的天然水体厚度来封存洞库中聚集的油气; 要么利用水幕系统通过人为增大裂隙水压力来封存洞库中聚集的油气。设置水幕系统条件下, 注水压力、水封孔高度及间距等对水封厚度的形成均有直接影响。注水压力越大、水封孔高度越高 (相对于拱顶), 注水后形成的水封厚度越大, 水封效果越好。

式 (13) 给出的判别关系简单明了, 概念清晰, 在实际工程中应用时, 不用进行复杂的水力梯度计算, 便于工程设计人员理解和使用。因此, 式 (13) 给出的准则是一个实用性很强的准则。

5 临界水封厚度的数值验证

5.1 两相流数值理论

运行期原油蒸发等效应导致洞库顶拱部位积聚大量油气, 引起储油压力的增加。如果水封厚度不足, 随着油气压力的升高, 油气可能驱动洞库围岩中的地

下水产生流动。这一过程可以采用基于气液两相流理论的数值方法对油气的水封效果进行模拟分析^[10]。

描述孔隙介质中气水两相流的控制方程^[11]为

$$n \frac{dS_w}{dp_c} \left(\frac{\partial p_a}{\partial t} - \frac{\partial p_w}{\partial t} \right) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left\{ k_{ij} \frac{k_{rw}}{\mu_w} \left[\frac{\partial p_w}{\partial x_j} + \rho_w g \frac{\partial x_3}{\partial x_j} \right] \right\}, \quad (15)$$

$$n \left\{ (1 - S_w) \frac{d}{dp_a} \left[\frac{1}{\beta_a} \right] - \frac{1}{\beta_a} \left[\frac{dS_w}{dp_c} \right] \right\} \frac{\partial p_a}{\partial t} + \frac{n}{\beta_a} \left(\frac{dS_w}{dp_c} \right) \frac{\partial p_w}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left\{ k_{ij} \frac{k_{ra}}{\mu_a \beta_a} \frac{\partial p_a}{\partial x_j} \right\}. \quad (16)$$

式中 k_{ij} 是本质渗透系数张量; k_{ra} 和 k_{rw} 分别是气体和水的相对渗透系数; p_a 和 p_w 分别是气体和水的压力; p_c 为毛细压力; S_w 为水饱和度; n 为孔隙介质的孔隙率; β_a 是气体体积生成因子; ρ_w 是水的密度; μ_a 和 μ_w 分别是气体和水的黏滞性系数; g 为重力加速度; t 是时间; x_j 是笛卡尔坐标 (x_3 为铅直方向, 向上为正)。

边界条件类型: 已知压力边界或已知流量边界。

5.2 基本条件

图 4 为数值计算的几何模型, 计算时, H 为水封水层的厚度, 分别取 15, 20, 30 m 进行对比研究; 洞库顶拱油气积聚压力 (储油压力) 设计值取 0.2 MPa。

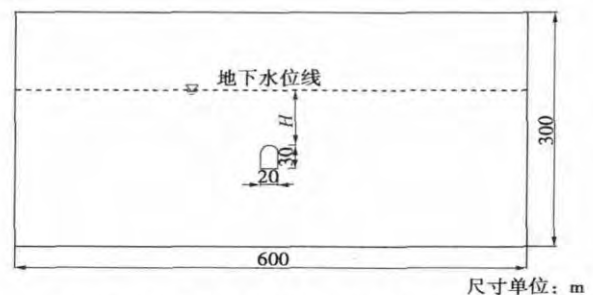


图 4 洞库气液两相渗流分析几何模型

Fig. 4 Geometry of rock cavern for two-phase seepage analysis

数值分析软件采用 GeoStudio 软件中的渗流分析模块。数值计算采用各向同性连续介质模型来验证油气逃逸准则的合理性。岩体饱和渗透系数取 1×10^{-8} m/s, 毛细压力和饱和度以及相对渗透系数的关系可采用 Brooks 等^[12]或 van Genuchten^[13]建议的表达式来描述。本计算非饱和区渗透系数根据 Van Genuchten 模型确定, 模型计算中的拟合参数取 $a = 10$, $m = 0.5$, $n = 2$, 残余饱和度为 0.05。

液相边界条件: 左右边界概化为定水头边界, 模型底部和上边界为不透水边界。洞室边墙、底板以及顶拱边界根据储油压力、油气积聚压力 (0.2 MPa) 分别施加。

气相边界条件：模型上边界与大气接触，压力为零；洞库顶拱边界上的气体压力为 0.2 MPa，其余为不渗透边界。

5.3 数值结果及分析

箭头代表气体的流速矢量，图中深色虚线代表地下水位线。由前面的理论分析可知，在洞库储油压力为 0.2 MPa 条件下，当洞库水封厚度为 15 m 时，由于洞库中的气体压力大于洞库上方的水体水封能力，洞库中的气体将推动孔隙水运动向上方和两侧运移，为气体向岩体中迁移提供了空间，并进入到上方的非饱和区，与大气相连通。当洞库水封厚度为 20 m 时，洞库中积聚的油汽部分进入到岩体中，但由于水体厚度较大，油汽压力不足以推动上方裂隙水发生大规模的迁移，因而被有效地封存于洞库上方岩体及洞库中。当洞库水封厚度为 30 m 时，由于洞库上方水体厚度大，裂隙水在重力和储油压力的共同作用下，始终向洞库中渗漏，洞库中积聚的油汽不能进入到岩体中，被很好地封存于洞库中。3 种数值计算结果表明，当洞库储油压力取 0.2 MPa 时，洞库上方水封厚度为 20 m 基本可以满足水封要求，但是没有安全余度。当洞库储油压力取 0.2 MPa 时，按照本文推荐的解析公式（13）计算得到的临界水封厚度为 20 m，它实质上给出的是保持气体不推动水体上相上迁移的临界厚度。由此可见，数值解和解析解得到的结论相吻合。

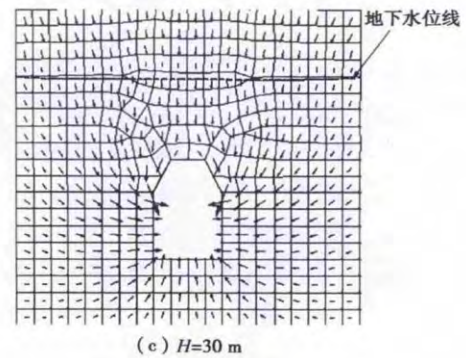
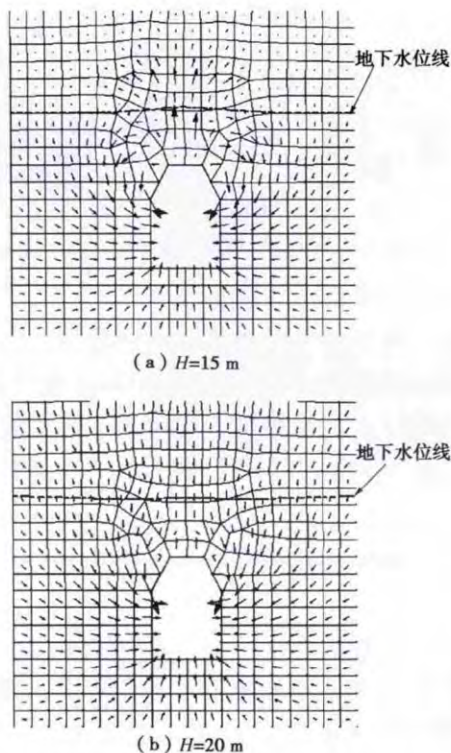


图 5 气体矢量分布

Fig. 5 Distribution of gas vectors

张秀山^[1]通过黄岛地下水封石油洞库（试验库）区地下水长期观测结果分析，指出在长期空库排水条件下，储油洞库拱顶以上还保持了约 30 m 的水体厚度。洞库投油后，在洞周围观测孔取样检测结果表明，洞周围无油品渗漏，洞顶部分在聚集 245.17 kPa 压力的条件下无油气外逸现象发生。

上述数值研究结果和实测资料分析结论表明，洞库上方的水体厚度指标完全可以作为油汽水封条件的判别准则。由本文建议的解析公式得到的临界水封厚度与数值计算结果完全吻合，因此，基于水体厚度大小的水封判断准则是合理的、正确的。

6 结 论

地下水封石油洞库水封效果的评价与判断是水幕系统设计及运行的基本决策因素之一。从地下水封油库水封对象的特点出发，提出了洞库水封的关键因素之一在于有效封存洞库上方积聚的油汽成分。通过对裂隙岩体中水体运动的受力全面分析，推导了水封临界厚度的解析公式。应用两相流数值分析成果和实际工程监测分析成果，论证了解析公式的正确性。得到以下 2 点结论。

（1）当洞库上方的水体厚度大于本文提出的临界水封厚度时，洞库周围的地下水能够同时满足油气及原油的封存要求。

（2）采用洞库上方地下水厚度作为地下水封石油洞库的水封准则是合理可行的，且概念清晰，工程应用更加方便。

参考文献：

- [1] 张秀山. 地下油库岩体裂隙处理及水位动态预测[J]. 油气储运, 1995, 14(4): 24-27. (ZHANG Xiu-shan. Underground oil storage fracture treatment and prediction of water level[J]. Gas Storage and Transportation, 1995, 14(4): 24-27. (in Chinese))

- [2] 蒋中明, 冯树荣, 曾 铃, 等. 水封油库地下水位动态变化特性数值研究[J]. 岩土工程学报, 2011, 33(11): 1780 – 1785. (JIANG Zhong-ming, FENG Shu-rong, ZENG Ling, et al. Numerical study on variation features of water table in area of underground rock cavern for oil storage[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2011, 33(11): 1780 – 1785. (in Chinese))
- [3] 杜华章, 毕加宾, 张庆征, 等. 地下水封岩洞原油库油气处理方案的探讨[J]. 石油工程建设, 2006, 32(4): 23 – 25. (DU Hua-zhang, BI Jia-bin, ZHANG Qing-zheng, et al. Discussion on treatment of crude oil library in rock caverns sealed oil storage[J]. Petroleum Engineering Construction, 2006, 32(4): 23 – 25. (in Chinese))
- [4] ABERG B. Prevention of gas leakage from unlined reservoirs in rock[C]// Proceedings of the First International Symposium on Storage in Excavated Rock Caverns. Stockholm: Pergamon Press, 1977: 399 – 413.
- [5] GOODALL D C, ABERG B, BREKKE T L, et al. Fundamentals of gas containment in unlined rock caverns[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 1988, 21(4): 235 – 258.
- [6] KJØRHOLT E, BROCH H. The water curtain-a successful means of preventing gas leakage from high-pressure, unlined rock caverns[J]. Tunnelling and Underground Space Technology, 1992, 7(2): 127 – 132.
- [7] 王者超, 李术才, 乔丽苹, 等. 大型地下石油洞库自然水封性应力 – 渗流耦合分析[J]. 岩土工程学报, 2013, 35(8): 1535 – 1544. (WANG Zhe-chao, LI Shu-cai, QIAO Li-ping, et al. Assessment of natural containment properties of an underground crude oil storage cavern using fluid flow-stress coupling method[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2013, 35(8): 1535 – 1544. (in Chinese))
- [8] LIU Hui, LI Zhong-kui, WANG Ke-zhong, et al. Experimental study of water curtain performance for gas storage in an underground cavern[J]. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 2009, 1(1): 89 – 96.
- [9] 李利青. 地下水封油库水封机制试验研究及理论分析[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2012. (LI Li-qing. Experimental study and theoretical analysis of water-sealed mechanism of underground water-sealed oil storage[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing). (in Chinese))
- [10] KAWATANI T, SAITO M. Two-phase flow simulation of water sealing of compressed air storage under cyclic pressure change in an unlined rock cavern[C]// Calibration and Reliability in Groundwater Modelling. IAHS Publication, 2000: 432 – 438
- [11] MEIRI D. Two-phase flow simulation of air storage in an aquifer[J]. Water Resources Research, 1981, 17(5): 1365 – 1366.
- [12] NAKAYAMA A, KAWATANI T, SAKURAI S, et al. Estimation of gas flow through rock fracture[C]// Proc Int Symp on Assessment and Prevention of Failure Phenomena in Rock Engineering (Istanbul, Turkey, April 1993). Rotterdam: A A Balkema, 791 – 795.
- [13] VAN GENUCHTEN M T. A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils[J]. Soil Science Society of American Journal, 1980, 44(5): 892 – 898.